

ICS 91.060.10
CCS P 32

团 体 标 准

T/CCMSA 70228-2022

光伏幕墙应用指南

Guide for PV curtain wall application

2022-03-08 发布

2022-04-01 实施

中国建筑金属结构协会 发布

前 言

本标准依照《中国建筑金属结构协会团体标准管理办法(试行)》、(中建金协【2017】19号)的有关要求;以及标准GB/T 1.1-2020《标准化工作导则》、GB/T 20004.1-2016《团体标准化 第1部分:良好行为指南》、GB/T 20004.2-2018《团体标准化 第2部分:良好行为评价指南》的有关规定制定编写。

本标准的主要技术内容是:1 总则;2 规范性引用文件;3 术语和定义;4 光伏幕墙设计;5 材料和设备;6 光伏幕墙安装;7 安装验收;8 附录。

本标准由中国建筑金属结构协会团体标准管理中心归口管理。

本标准编制的技术依托为中国建筑金属结构协会团体标准专家委员会。

本标准在编制过程中,编制组经广泛调查研究,认真总结实践经验,参考有关国内标准,并在广泛征求意见的基础上,经多次修改最后经审查修订而成。

请注意本标准的某些内容可能涉及专利,本标准的发布机构不承担识别这些专利的责任。

本标准由莱尔斯特(厦门)股份公司、浙江省建筑设计研究院建筑幕墙分院负责具体技术内容的解释。执行中如有意见或建议,请寄送莱尔斯特(厦门)股份公司(地址:厦门市湖里区环岛东路2486号旅游博览中心702单元)。

本标准主编单位:莱尔斯特(厦门)股份公司

浙江省建筑设计研究院建筑幕墙分院

本标准参编单位:龙焱能源科技(杭州)有限公司,成都中建材光电材料有限公司,中山瑞科新能源有限公司,保定嘉盛光电科技股份有限公司,西安隆基绿能建筑科技有限公司,天合光能股份有限公司,上迈(镇江)新能源科技有限公司,杭州纤纳光电科技有限公司,浙江昱能科技有限公司,江苏固德威电源科技股份有限公司,宁波沛森电气科技有限公司,中国节能减排有限公司建筑光伏科技分公司,北京佑荣索福恩建筑咨询有限公司,上海高昕节能科技有限公司,福建省建筑科学研究院有限公司,垒知建研检测集团有限公司,锐建(厦门)工程咨询有限公司,福建永盛设计装饰工程有限公司,厦门市众恒鑫装饰工程有限公司,广东伟业铝厂集团有限公司,广东科浩幕墙工程有限公司,广亚铝业有限公司,深圳南玻应用技术有限公司,深圳市三鑫科技发展有限公司,深圳市方大建科集团有限公司,深圳大地幕墙科技有限公司,深圳广晟幕墙科技有限公司,珠海市晶艺玻璃工程有限公司,珠海市红海幕墙有限公司,

浙江中南建设集团有限公司，浙江正和建筑装饰有限公司，浙江科盛幕墙工程有限公司，浙江晟大幕墙装饰有限公司，苏州金螳螂幕墙有限公司，苏州苏明装饰股份有限公司。

本标准主要起草人员：姜春升、梁方岭、廖志南、郑金峰、章放、包钢、潘锦功、牛改宇、张翼飞，郑直，焦海军，孔伟，姚冀众，凌志敏，卢欢，李宪章，郭辉，杨廷海，赵华，李光旭，王亚萍，赵志刚，方东，陈火成，李福明，胡剑，陈杰，周泓崑，郜斌，文林，李国星，李万昌，张洋，王立良，梁曙光，赖其淡，徐小红，杨华清，吴碧霞、牟永来，顾正浩。

本标准主要审查人员：徐宁、肖鹏军、傅勇、牛旭、余晓东。

引 言

为执行国家有关节约能源、保护生态环境、落实碳达峰、碳中和的决策部署，推动可再生能源利用，降低建筑碳排放，满足建筑光伏一体化（BIPV）高质量发展的需要，制定本标准。

光伏幕墙是光伏发电与建筑的深度集成，它保持了建筑幕墙的结构和性能，增加了太阳能发电功能。

市场上现有的光伏组件产品，其结构形式、各项物理性能不能完全适应建筑幕墙的需要。光伏组件作为电源，应符合建筑电气的安全要求；作为替代幕墙玻璃的产品也需达到其原有的各项性能；光伏组件在成本、效益等方面也需要通过技术创新，技术措施得到市场的认可。为此，本标准对上述的制约因素，制定有关标准条文，给出建议和有关信息。

本标准论述了光伏幕墙本身不同于建筑幕墙所具有特性，性能，以供有关人员选择。

本标准主要涉及光伏幕墙的选型，光伏幕墙组件，发电功能、组件安装位置以及光伏幕墙对环境、气候、太阳能资源、能耗等因素的选择与要求。

光伏幕墙发电系统应由建筑设计单位和光伏系统产品供应商相互配合共同完成。设计单位需确定光伏幕墙的类型、安装位置、色调、构造要求；电力的使用要求，系统电路；结构荷载，结构连接方式等。光伏幕墙组件供应商需向建筑设计单位提供光伏组件的规格、尺寸、荷载等参数，提供光伏幕墙组件的光照发电性能等技术指标及抗风压，抗震，应用效率，安全使用范围等检测报告；以保证产品质量和使用性能。

光伏幕墙作为外围护结构除要求具有正常发电功能外还必须有建筑幕墙需要的功能。本标准收集了国内光伏构件生产企业提供的一些性能指标，供设计师选择和应用。

编制过程中，编制组对有关厂家、参编单位进行了光伏幕墙应用情况的调查研究，收集了大量的资料；针对光伏幕墙应用存在的问题，广泛征求意见，反复修改后制订的本标准。

为便于有关人员在使用本标准时能正确理解和执行条文规定，编制组对部分条款编制了条文说明；对指南条文规定的目的、依据以及执行中需注意的有关事项进行了说明。本标准中条文说明不具备与标准正文同等的法律效力，仅供使用者作为理解和把握条文有关规定时参考使用。

目 次

1	总则	1
2	规范性引用文件	1
3	术语和定义	2
4	光伏幕墙设计	3
4.1	一般规定	3
4.2	建筑与结构设计	3
4.3	组件性能设计	5
4.4	发电性能设计	13
5	材料与设备	18
5.1	一般规定	18
5.2	材料	19
5.3	设备	19
6	光伏幕墙安装	22
6.1	一般规定	22
6.2	框架安装	22
6.3	组件安装	22
6.4	布线及安装	23
6.5	设备安装	25
6.6	电缆安装	25
7	安装验收	26
7.1	一般规定	26
7.2	安装验收	26
附录 A (资料性附录)	光伏幕墙面板技术资料	28
附录 B (资料性附录)	光伏幕墙布线基本类型图	40
附录 C (资料性附录)	光伏幕墙电气安全性技术措施	43
附录 D (资料性附录)	光伏幕墙供电可靠性技术措施	50

Contents

1 General provisions	1
2 Normative reference document	1
3 Terms and Definitions	2
4 Photovoltaic curtain Wall Design	3
4.1 General Requirements	3
4.2 Architecture and structural design	3
4.3 component performance design	5
4.4 power generation performance design	13
5 Materials and Equipment	18
5.1 General Requirements	18
5.2 material	19
5.3 equipment	19
6 Photovoltaic curtain Wall installation	22
6.1 General Requirements	22
6.2 The framework installation	22
6.3 Component installation	22
6.4 Wiring and installation	23
6.5 Equipment installation	25
6.6 cable installation	25
7 Installation acceptance	26
7.1 General Requirements	26
7.2 Installation acceptance	26
Appendix A Technical data of photovoltaic curtain wall panel	28
Appendix B Photovoltaic curtain wall wiring basic type diagram	40
Appendix C Technical measures for electrical safety of Photovoltaic curtain wall	43
Appendix D Photovoltaic curtain wall power supply reliability technical measure	50

1、总则

1.1 为推动光伏幕墙在建筑中的应用，规范光伏幕墙的设计、安装，保证工程质量特制定本标准；以供设计、安装单位参考使用。

1.2 本标准适用于新建、改建和扩建的民用建筑光伏幕墙工程，以及在既有建筑上安装或改造为光伏幕墙工程的设计、安装和验收。

1.3 新建建筑上安装光伏幕墙应与主体建筑同步设计、施工和验收。既有建筑上增设光伏幕墙，应对建筑结构安全性进行复核。

1.4 光伏幕墙的设计、施工、验收除应符合本标准外，尚应符合国家、行业和地方现行有关标准的规定。

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/T 18091 《玻璃幕墙光热性能》
- GB/T 18379 《建筑物电气装置的电压区段》
- GB50016 《建筑设计防火规范》
- GB 50002 《建筑模数协调标准》
- GB 50033 《建筑采光设计标准》
- GB 50118 《民用建筑隔声设计规范》
- GB 50176 《民用建筑热工设计规范》
- GB 50189 《公共建筑节能设计标准》
- GB/T 50378 《绿色建筑评价标准》
- GB 50797 《光伏电站设计规范》
- GB 51348 《民用建筑电气设计标准》
- GB/T 51350 《近零能耗建筑技术标准》
- GB/T 51368 《建筑光伏系统应用技术标准》
- GB/T 21086 《建筑幕墙》
- JGJ 102 《玻璃幕墙工程技术规范》
- GB 5020 《钢结构工程施工质量验收规范》
- JGJ/T 365 《太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范》

- GB 50343 《建筑物电子信息系统防雷技术规范》
- GB50797 《光伏电站设计规范》
- GB 50303 《建筑电气工程施工质量验收规范》
- GB 50169 《电气装置安装工程接地装置施工与验收规范》
- GB/T 37658 《并网光伏电站启动验收技术规范》
- GB 13028 《隔离变压器和安全隔离变压器技术要求》
- GB/T 4208 《外壳防护等级（IP 代码）》
- GB 50054 《低压配电设计规范》
- GB 7251.1 《低压成套开关设备和控制设备 第 1 部分：总则》
- GB /T 34936 《光伏电站汇流箱技术要求》
- GB 50217 《电力工程电缆设计规范》
- GB 16895.6 《电气设备的选择和安装布线系统》
- GB 50168 《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》
- NB/T 42073 《光伏发电系统用电缆》
- NB/T 42142 《光伏并网微型逆变器技术规范》
- IEC 63126 《更高温度下运行的光伏组件、零部件及材料认可指导》
- IEC 62446-1 《并网光伏系统的验收要求》

3、术语和定义

3.1 光伏构件 Photovoltaic components

具有建筑构件功能的光伏发电产品。

3.2 光伏幕墙 photovoltaic curtain wall

含有光伏构件并具有太阳能发电功能的幕墙。

3.3 薄膜发电玻璃 PV glass

通过在导电玻璃（TCO）导电膜层上，依次制备 p-n 结和电极膜层，具有发电功能的玻璃。

3.4 光伏幕墙组件 PV curtain wall module

安装于光伏幕墙上作为面板使用的发电玻璃光伏构件。本标准下述光伏幕墙组件均为夹层或中空的双玻光伏发电组件。

3.5 支承构件腔体布线（Cave wiring of supporting member）

光伏幕墙利用幕墙横梁或立柱空腔敷设直流电缆的形式。

3.6 光伏幕墙发电系统（Photovoltaic curtain wall power generation system）

光伏幕墙组件利用光伏效应将转换成的电能，通过多个电器设备并网或离网自用的发电系统。

3.7 光伏方阵 (PV Array)

由若干个光伏幕墙组件，按串并联的方式组装在一起而构成的直流发电单元。

4 光伏幕墙设计

4.1 一般规定

4.1.1 光伏幕墙设计应考虑太阳光及周边环境对发电量的影响；应遵循在先南立面后东西立面的原则。北面不宜做光伏幕墙。

4.1.2 光伏幕墙设计应考虑光伏幕墙组件规格、颜色、安装方式等因素，结合建筑功能，成为建筑的有机组成部分；

4.1.3 光伏幕墙设计应考虑光伏幕墙组件类型、安装倾角和建筑造型的有机结合。建筑形体应为接收更多的太阳能创造条件。

4.1.4 光伏幕墙设计应保证光伏幕墙组件的通风、散热性能；

4.1.5 光伏幕墙组件的电缆及其连接端不应外露或设置于人们易触摸到的位置。

4.2 建筑与结构设计

4.2.1 模数要求

光伏幕墙分格尺寸设计应符合 GB50002《建筑模数协调统一标准》的相关规定。

【条文说明】因电池片、光伏玻璃及生产工艺原因，光伏幕墙组件规格尺寸与遵循建筑模数规定的幕墙分格尺寸会存在差异。不符合幕墙模数要求的光伏幕墙组件，生产企业需提供尺寸调节措施加以解决。

光伏幕墙组件的常规尺寸可见附录 A.1.3，尺寸调节措施可见附录 A.1.4。

4.2.2 光伏幕墙组件和槽口配合尺寸应符合 JGJ102《玻璃幕墙工程技术规范》有关规定。光伏幕墙组件在槽口内部分不应留有太阳能电池。

【条文说明】当光伏幕墙组件用于明框幕墙时，由于玻璃与槽口的配合尺寸关系，槽口内的太阳能电池会因遮挡阳光不发电，从而影响系统发电效率。

幕墙玻璃与槽口配合尺寸的有关规定可见 JGJ102《玻璃幕墙工程技术规范》表 9.5.2 和表 9.5.3 规定如下：

表 9.5.2 单层玻璃与槽口的配合尺寸 (mm)

玻璃厚度 (mm)	a	b	c
5~6	≥ 3.5	≥ 15	≥ 5
8~10	≥ 4.5	≥ 16	≥ 5
≥ 12	≥ 5.5	≥ 18	≥ 5

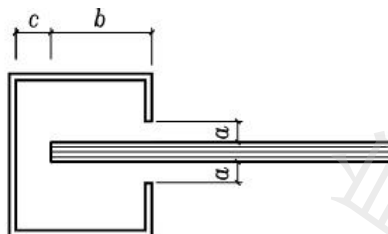


图 9.5.2 单层玻璃与槽口的配合示意

表 9.5.3 中空玻璃与槽口的配合尺寸 (mm)

中空玻璃厚度 (mm)	a	b	c		
			下边	上边	侧边
$6 + d_a + 6$	≥ 5	≥ 17	≥ 7	≥ 5	≥ 5
$8 + d_a + 8$ 及以上	≥ 6	≥ 18	≥ 7	≥ 5	≥ 5

注: d_a 为气体层厚度, 不应小于 9mm。

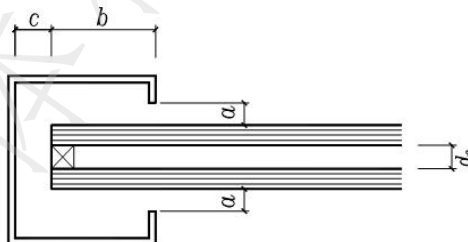


图 9.5.3 中空玻璃与槽口的配合示意

4.2.3 光伏幕墙组件为异形时, 设计人员应给出有关发电性能数据或设计为不发电的幕墙玻璃。

【条文说明】光伏幕墙使用到异形光伏幕墙组件时, 不规则尺寸的单片或多片光伏幕墙组件会影响串联电路的发电效率。光伏系统组串电性能的有关规定可见 GB/T51368《建筑光伏系统应用技术标准》第 8.5.3 条规定: “光伏方阵中同一组串中各光伏组件的电性能参数宜保持一致。”

4.2.4 光伏幕墙及光伏幕墙组件, 应满足建筑幕墙 25 年设计年限的要求; 设计人员应按

光伏幕墙组件及材料生产企业提供的力学性能参数及试验数据设计。

4.2.5 光伏幕墙的防火性能应符合现行国家标准 GB50016《建筑设计防火规范》的有关规定；

4.2.6 光伏幕墙开启扇不宜设计安装光伏幕墙组件。光伏幕墙逃生窗位置不应设计安装光伏幕墙组件。

【条文说明】 GB50797-2012《光伏发电站设计规范》第 6.1.2 条规定：“光伏发电系统中，同一个逆变器接入的光伏组件串电压、方阵朝向、安装倾角宜一致。”光伏幕墙开启扇因开启通风时要有一定的角度与其他光伏幕墙组件的角度不同而影响发电效率；设计时可考虑将开启扇做单独的组串。光伏幕墙开启扇或逃生窗位置可采用不发电或与光伏幕墙组件颜色相近的玻璃面板。

4.2.7 光伏幕墙结构设计时，应进行线缆走线设计，设计方案应方便安装与检修。

4.2.8 光伏幕墙组件与围护结构面层之间应留有安装、维护空间和通风散热间隙，距离不应小于 50mm。

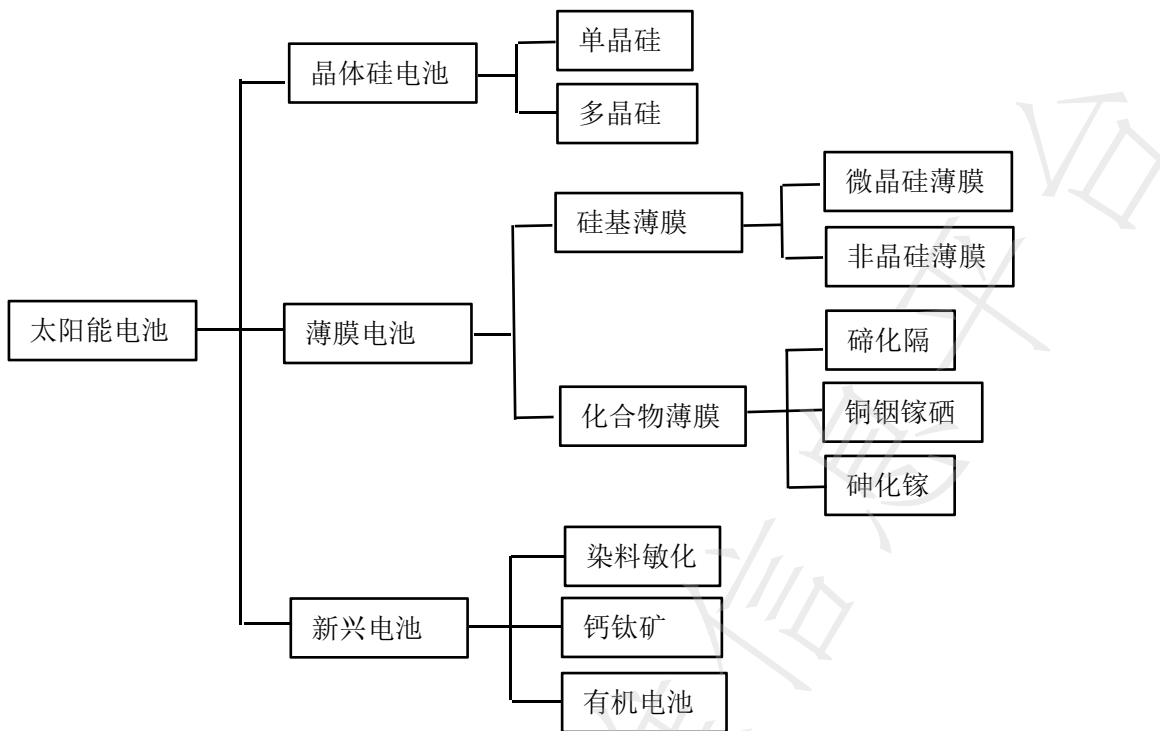
【条文说明】 光伏幕墙通风散热设计，可参考左图的竖向通风、右图横向通风形式：



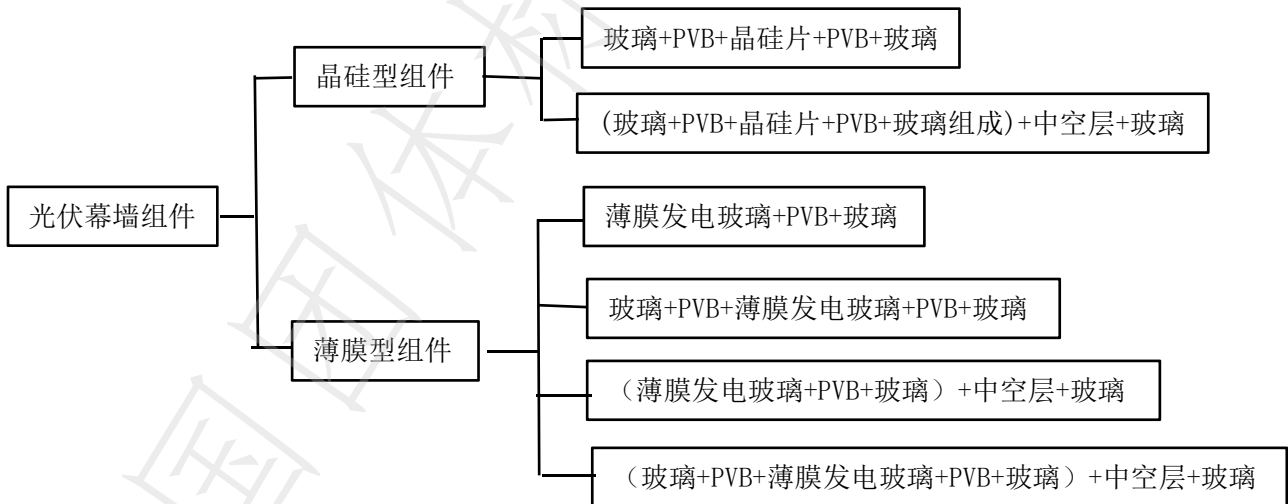
4.3 光伏幕墙组件性能设计

4.3.1 光伏幕墙组件类型

1、太阳能电池分类：



2、光伏幕墙组件类型



4.3.2 薄膜发电玻璃厚度不应小于 3.2mm。光伏幕墙组件外片玻璃应为超白玻璃、自洁净玻璃或减反射玻璃，应经钢化和均质处理。

4.3.3 中空玻璃的光伏幕墙组件的中空层厚度不应小于 12mm。

4.3.4 晶硅、薄膜型组件中夹层玻璃的单层厚度不应小于 5mm，其他单层玻璃厚度不应小于 6mm，二片玻璃之间厚度差不宜大于 3mm(不含 3.2mm 薄膜发电玻璃)。

【条文说明】JGJ102-2003《玻璃幕墙工程技术规范》第 6.1.1 条规定：“框支承玻璃幕墙单片玻璃的厚度不应小于 6 mm，夹层玻璃的单片厚度不宜小于 5 mm。夹层玻璃和中空玻璃的单片玻璃厚度相差不宜大于 3 mm。”

光伏幕墙组件当采用轻质物理钢化玻璃时可不按此条规定，轻质物理钢化玻璃应符合 GB/T 34328-2017《轻质物理强化玻璃》的有关规定。

4.3.5 光伏幕墙组件强度和刚度计算应按 JGJ102《玻璃幕墙工程技术规范》6.1.2 - 6.1.5 条规定执行；刚度计算中光伏幕墙组件挠度极限值应按短边距的 1/120 选取。

【条文说明】

1、JGJ102-2003《玻璃幕墙工程技术规范》第 6.1.4-3 条规定：“夹层玻璃在计算玻璃刚度时，应采用等效厚度计算。”第 6.1.5-4 条规定：“中空玻璃计算玻璃刚度时，应采用等效厚度计算。”

夹层玻璃的等效厚度：
$$t_{ew} = \sqrt[3]{t_1^3 + t_2^3} \quad (6.1.4-5)$$

中空玻璃的等效厚
$$t_{ew} = 0.95 \sqrt[3]{t_1^3 + t_2^3} \quad (6.1.5-3)$$

式中： t_e —中空玻璃的等效厚度（mm）。

t_1 、 t_2 —分别为单片玻璃的厚度（mm）

2、采用 SGP 胶片的光伏幕墙组件，其刚度计算在选用玻璃等效厚度时，内外层玻璃等效厚度 t_{1e} 、 t_{2e} 按下列公式计算，等效厚度 t_{1e} 加 t_{2e} 不宜大于两片玻璃厚度之和。

$$t_{1e} = \sqrt{\frac{t_{ew}^3}{t_1 + 2\Gamma t_{s2}}} \quad (4.3.5-1)$$

$$t_{2e} = \sqrt{\frac{t_{ew}^3}{t_2 + 2\Gamma t_{s1}}} \quad (4.3.5-2)$$

式中：
$$t_{ew} = \sqrt[3]{t_1^3 + t_2^3 + 12\Gamma I_s} \quad (4.3.5-3)$$

$$\Gamma = \frac{1}{\dots}$$

$$1 + 9.6 \frac{EI_s t_v}{G_s^2 L^2} \quad (4.3.5-4)$$

$$I_s = t_1 t_s^2 + t_2 t_s^2 \quad (4.3.5-5)$$

$$t_{s1} = \frac{t_s t_1}{t_1 + t_2} \quad (4.3.5-6)$$

$$t_{s2} = \frac{t_s t_2}{t_1 + t_2} \quad (4.3.5-7)$$

$$t_s = 0.5 (t_1 + t_2) + t_v \quad (4.3.5-8)$$

其中： Γ —夹层玻璃中间层胶片的剪力传递系数当采用聚乙烯醇缩丁醛（PVB）胶片时可取0；

G —夹层玻璃中间层的剪切模量（ N/mm^2 ）与温度相关；

t_1 、 t_2 、 t_v —双片夹层玻璃中第1片、第2片和中间层胶片的厚度（ mm ）

L —夹层玻璃的短边长度（ mm ）

E —玻璃的弹性模量（ N/mm^2 ）

t_{ew} —夹层玻璃的等效厚度（ mm ）

3、3.2 mm薄膜发电玻璃可不参与强度计算，但需参与刚度计算。

4、为满足光伏幕墙力学性能要求，光伏幕墙组件的结构也相应变化。设计单位可根据光伏幕墙组件生产厂家提供的，不同光伏幕墙组件的断面结构选用。具体见附录 A.1.5。

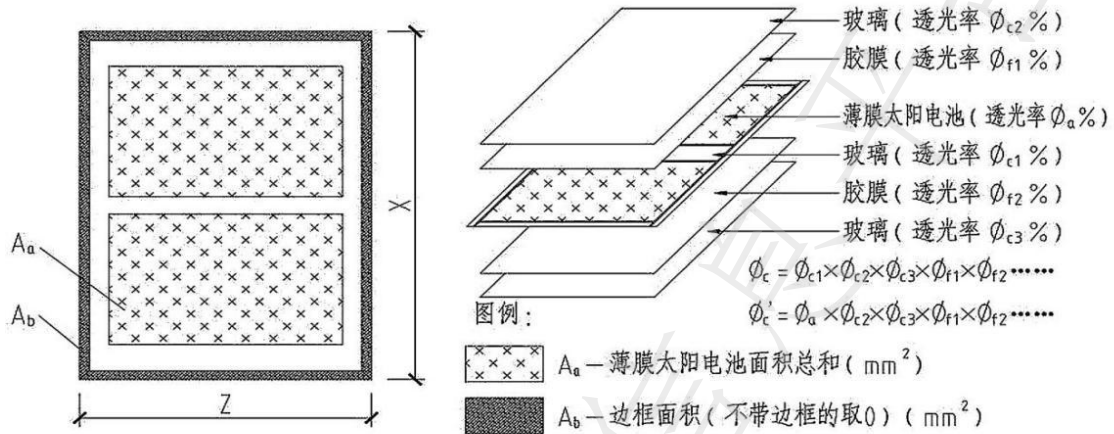
4.3.6 光伏幕墙组件透光率需满足室内采光的设计要求和有关标准规定。

【条文说明】光伏幕墙组件可通过对晶硅电池排列产生空隙，或对薄膜发电玻璃激光刻划处理，产生不同大小的透光率。

GB50189-2015《公共建筑节能设计标准》第3.2.4条规定：“甲类公共建筑单一立面窗墙面积比小于0.40时，透光材料的可见光透射比不应小于0.60；甲类公共建筑单一立面窗墙面积比大于等于0.40时，透光材料的可见光透射比不应小于0.40。”

薄膜光伏构件的透光率可按下式计算：

$$\phi = [(X \times Z - A_a - A_b) \times \phi_c + A_a \times \phi_c'] \div (X \times Z)$$



式中： ϕ —透光率（%）

X —光伏构件边框长度（mm）

Z —光伏构件边框宽度（mm）

ϕ_c —透明部分的透光率总和（%）

（ $\phi_c = \phi_{c1} \times \phi_{c2} \times \phi_{c3} \times \phi_{f1} \times \phi_{f2} \dots$ ， ϕ_{c1} 、 ϕ_{c2} 、 $\phi_{c3} \dots$ 分别为组成光伏构件从外到内透明部分的透光率， ϕ_{f1} 、 $\phi_{f2} \dots$ 分别为组成光伏构件从外到内所有胶膜的透光率）

ϕ_c' —电池部分的透光率总和（%）

（ $\phi_c' = \phi_a \times \phi_{c2} \times \phi_{c3} \times \phi_{f1} \times \phi_{f2} \dots$ ， ϕ_a —薄膜太阳能电池透光率（%）， ϕ_{c2} 、 $\phi_{c3} \dots$ 分别为组成光伏构件从外到内电池部分的透光率， ϕ_{f1} 、 $\phi_{f2} \dots$ 分别为组成光伏构件从外到内所有胶膜的透光率）

A_a —薄膜太阳能电池面积总和（mm²）

A_b —边框面积（不带边框的取0）

4.3.7 光伏幕墙设计应充分考虑光伏幕墙组件的透光率、遮阳系数、功率之间存在对应关系；可根据光伏幕墙组件生产企业提供不同建筑幕墙遮阳系数分级对应的光伏幕墙组件的功率进行选择。具体可见附录 A.3.3 和 A.3.4。

【条文说明】GB/T21086《建筑幕墙》第 5.1.4.6 条规定：玻璃幕墙的遮阳系数分级指标 SC 应符合表 18 的要求。

表 18 玻璃幕墙遮阳系数分级

分级代号	1	2	3	4	5	6	7	8
分级指标 SC	$0.9 \geq SC > 0.8$	$0.8 \geq SC > 0.7$	$0.7 \geq SC > 0.6$	$0.6 \geq SC > 0.5$	$0.5 \geq SC > 0.4$	$0.4 \geq SC > 0.3$	$0.3 \geq SC > 0.2$	$SC \leq 0.2$

4.3.8 光伏幕墙组件采光性能应符合《建筑幕墙》GB/T21086-2007 有关采光折减系数规定，

【条文说明】GB/T21086-2007《建筑幕墙》第 5.1.8.2 条规定：建筑幕墙采光性能分级指标透光折减系数 TT 应符合表 23 的要求。

表 23 建筑幕墙采光性能分级

分级代号	1	2	3	4	5
分级指标 TT	$0.2 \leq TT < 0.3$	$0.3 \leq TT < 0.4$	$0.4 \leq TT < 0.5$	$0.5 \leq TT < 0.6$	$TT \geq 0.6$

4.3.9 光伏幕墙组件可见光反射比应符合 GB/T18091《玻璃幕墙光热性能》有关规定。光伏幕墙组件可见光反射比不同产生功率不同，设计单位可根据光伏幕墙组件生产厂家提供的，不同的可见光反射比对应的光伏幕墙组件的功率进行选择。具体见附录 A.2.3 和 A.2.4。

【条文说明】GB/T18091-2015《玻璃幕墙光热性能》第 4.3 条规定：“玻璃幕墙应采用可见光反射比不大于 0.30 的玻璃。”第 4.4 条规定：“在城市快速路、主干道、立交桥、高架桥两侧的建筑物 20m 以下及一般路段 10m 以下的玻璃幕墙，应采用可见光反射比不大于 0.16 的玻璃。”

4.3.10 光伏幕墙应采用中空型光伏幕墙组件以满足设计对传热系数限值的要求。光伏幕墙组件中空层内温度的变化会对功率产生影响，中空层温度应不大于组件额定工作温度。

当设计的中空型光伏幕墙组件，运行温度在一年内有 175.2 小时超过 70 度时，应按标准 IEC 63126《更高温度下运行的光伏组件、零部件及材料认可指导》中 LEVEL1 或 LEVEL2 的测试要求，进行在高温环境下运行组件的可靠性测试与分析，提高产品在该应用环境下的长期可靠性。

设计单位可根据光伏幕墙组件生产厂家提供不同温度下的光伏幕墙组件的

功率进行选择。具体可见附录 A.3.1 和 A.3.2。

【条文说明】GB50176《民用建筑热工设计规范》第 5.3.1 条规定：各个热工气候区建筑内对热环境有要求的房间，其外门窗、透光幕墙、采光顶的传热系数宜符合表 5.3.1 的规定，并应按表 5.3.1 的要求进行冬季的抗结露验算。严寒地区、寒冷 A 区、温和地区门窗、透光幕墙、采光顶的冬季综合遮阳系数不宜小于 0.37。

表 5.3.1 建筑外门窗、透光幕墙、采光顶传热系数的限值和抗结露验算要求

气候区	K [W/(m ² ·K)]	抗结露验算要求
严寒 A 区	≤2.0	验算
严寒 B 区	≤2.2	验算
严寒 C 区	≤2.5	验算
寒冷 A 区	≤3.0	验算
寒冷 B 区	≤3.0	验算
夏热冬冷 A 区	≤3.5	验算
夏热冬冷 B 区	≤4.0	不验算
夏热冬暖地区	--	不验算
温和 A 区	≤3.5	验算
温和 B 区	--	不验算

4.3.11 光伏幕墙组件可采用 LOW-E 玻璃满足光伏幕墙隔热性能要求，LOW-E 膜应位于中空层。对于夹层双玻组件和夹层中空双玻组件，其 LOW-E 膜位置和性能出厂时，生产企业宜按表 1 格式书写：

表 1 光伏幕墙组件光热及功率测试参数表

断面结构	离线 在线	传热 系数	遮阳 系数	辐射率	光热比	最大 功率	膜面 位置

4.3.12 光伏幕墙组件工作温度范围应在-40℃/+85℃之间，生产厂家应提供此项有关测试数据。

4.3.13 光伏幕墙应利用中空型光伏幕墙组件达到整体隔音设计要求。中空型光伏幕墙组件中空层厚度应不小于 12mm。

【条文说明】GB/T21086-2007《建筑幕墙》第 5.1.5.2 条规定：空气隔声性能分级指标 R_w 应符合表 19 的要求。

表 19 建筑幕墙空气声隔声性能分级

分级代号	1	2	3	4	5
分级指标值 R_w/db	$25 \leq R < 30$	$30 \leq R_w < 35$	$35 \leq R_w < 40$	$40 \leq R_w < 45$	$R_w \geq 45$

4.3.14 光伏幕墙采用彩色光伏幕墙组件时，应符合下表表 4.3.14 规定要求。光伏幕墙组件采用不同的颜色会对发电功率产生影响。设计时宜按生产厂家提供的，不同颜色对应的光伏幕墙组件的功率值进行选取。具体可见附录 A.4.1 和 A.4.2。

表 4.3.14 光伏幕墙组件的色彩均匀性 单位为标准色差

电池种类		建筑立面		
		重要建筑	普通建筑	可替换结构构件的建筑
单晶硅	单片构件	≤ 1	≤ 2	≤ 3
	相邻两片构件	≤ 2	≤ 3	≤ 4
多晶硅	单片构件	≤ 2	≤ 3	≤ 4
	相邻两片构件	≤ 3	≤ 4	≤ 5
薄膜	单片构件	≤ 3	≤ 4	≤ 5
	相邻两片构件	≤ 4	≤ 5	≤ 6

【条文说明】光伏幕墙组件的色彩可通过调整面板、背板玻璃的颜色或胶片的颜色来达到色彩一致。。光伏幕墙组件的色彩均匀性应符合现行行业标准 JG/T 492《建筑用光伏构件通用技术要求》的有关规定。

晶硅型光伏幕墙组件主要通过二氧化氮的用量来改变表面颜色，一般为蓝色和黑色，因为这两种颜色对可见光波长的吸收最佳，换成其他颜色，对其波长的范围就会反映不敏感，影响太阳电池的效率。也可调整为为暗红色、深褐色、深灰色、深蓝色等，

薄膜型光伏幕墙组件的颜色应根据建筑外观及设计要求，利用玻璃本色、胶片或玻璃上彩绘、镀膜等工艺技术选用。

4.3.15 光伏幕墙组件设计宜按下列原则进行选择：

- a) 受阴影遮挡影响较大的光伏幕墙宜选用薄膜类型，受阴影遮挡影响较

小的光伏幕墙宜选用晶体硅类型；

b) 散热状况不好的光伏幕墙宜选用薄膜类型，散热状况良好的光伏幕墙宜选用晶体硅类型；

c) 对光伏幕墙的美观性提出较多要求时，宜选用薄膜类型。

4.3.16 光伏幕墙组件的接线盒安装应和光伏幕墙系统有效集成。接线盒尺寸和安装位置可见本标准第 6.4.1 章节的内容和附录 A.1.6。

【条文说明】本标准接线盒位置定义如下：

- 1、背端接线盒：接线盒位于光伏幕墙组件背面端部或中部。
- 2、侧边接线盒：接线盒位于光伏幕墙组件前后或左右端部玻璃切割面。

4.4 光伏幕墙发电性能设计

4.4.1 光伏幕墙发电系统和电网连接方式一般应为并网或离网形式。

1、光伏幕墙发电系统可由光伏幕墙组件、汇流箱、交/直流配电柜、控制器、逆变器、隔离变压器、交/直流电缆、电能表、监控系统等组成；

光伏幕墙发电系统并网电压等级应按照表 4.4.1 选取。宜采用低电压等级接入并网

表4.4.1 光伏幕墙发电系统并网推荐电压等级

装机容量	电压等级
$W_p \leq 8\text{kW}$	220V
$8\text{kW} < W_p \leq 400\text{kW}$	380V
$400\text{kW} < W_p \leq 6\text{MW}$	10kV
$W_p > 6\text{MW}$	$\geq 35\text{kV}$

2、新建建筑光伏幕墙应预留光伏系统的电缆通道，并宜与建筑本身的电缆通道综合设计。

3、既有建筑增设光伏幕墙时，光伏发电系统电缆通道应满足建筑结构和电气安全，电缆通道宜利用建筑原有通道设置或单独设置。

4、光伏幕墙发电系统使用的变配电间、控制机房宜与建筑物中既有或新建的配变电间合并设计使用；

5、电涌保护器选择应符合现行国家标准《建筑物电子信息系统防雷技术规范》GB 50343 的相关要求。

6、光伏幕墙防雷接地系统应与建筑物的防雷接地系统相连接；

4.4.2 光伏幕墙发电量计算宜按照下列计算公式进行：

$$E_p = H_A \times P_{AZ} / E_S \times K$$

其中： E_p ：系统发电量(kWh)

H_A ：水平面太阳能总辐照量 (kWh/m²)

P_{AZ} ：装机容量 (kW)

E_S ：标准条件下的辐照度 (常数=1000Wh/m²)

K ：综合效率系数 (主要包括：温度变化、组件匹配、灰尘、外物遮挡、辐射损失、逆变器转换、线路损耗、系统维修及故障等给系统造成的效率损耗。

光伏幕墙一般低压并网， K 的经验数值在现有估值的基础上乘以 0.7，可以根据此范围值估算系统发电量。

4.4.3 光伏幕墙发电系统电路中，同一光伏幕墙组件串各光伏幕墙组件的性能参数宜保持一致，光伏幕墙组件串的串联数宜按下列公式计算：

$$N \leq \frac{V_{dcmax}}{V_{OC} \times [1 + (t - 25) \times K_v]} \quad 4.4.3-1$$

$$\frac{V_{mppmin}}{V_{pm} \times [1 + (t' - 25) \times K'_v]} \leq N \leq$$

$$\frac{V_{mppmax}}{V_{pm} \times [1 + (t - 25) \times K'_v]} \quad 4.4.3-2$$

式中： K —光伏幕墙组件的开路电压温度系数；

K'_v —光伏幕墙组件的工作电压温度系数；

N ---光伏幕墙组件的串联数 (N 取整数)；

t ---光伏幕墙组件工作条件下的极限低温 (°C)；

t' --光伏幕墙组件工作条件下的极限高温 (°C)；

V_{dcmax} ---逆变器允许的最大直流输入电压 (V)；

$V_{mpptmax}$ ---逆变器 mppt 电压最大值 (V) ;

$V_{mpptmin}$ ---逆变器 mppt 电压最小值 (V) ;

V_{oc} ---光伏幕墙组件的开路电压 (V) ;

V_{pm} ---光伏幕墙组件的工作电压 (V) ;

4.4.4 光伏幕墙发电量设计应对太阳辐射、太阳能资源进行分析,应符合 GB50797《光伏电站设计规范》的有关规定。

太阳能资源总量及丰富程度等级见附录 D.2.1; 水平面总辐射日总量见附录 D.2.2。

【条文说明】影响太阳辐射量的因素见下表:

序号	因素	影响
1	纬度	纬度低, 太阳辐射量强; 反之, 则弱;
2	海拔	海拔越高, 太阳辐射量越强; 反之, 则弱;
3	地形	不同坡度、坡向、坡形、坡位, 所接受的太阳辐射量不同, 山地接收的太阳辐射量较平地少, 向阳坡太阳辐射量高于背阴坡;
4	气候	不同的气候条件, 太阳辐射量不同;
5	季节	夏季太阳辐射量高, 冬季低;
6	天气	晴天太阳辐射量高, 阴雨天则低;
7	时间	正午太阳辐射量高, 早晚则低;
8	空气质量	太阳辐射量随空气污染指数的升高而下降;
9	朝向	朝向赤道方向太阳辐射量高。

GB50797-2012《光伏电站设计规范》第 5.1.2 条规定“当对光伏电站进行太阳能总辐射量及其变化趋势等太阳能资源分析时, 应选择站址所在地附近有太阳辐射长期观测记录的气象站作为参考气象站。”

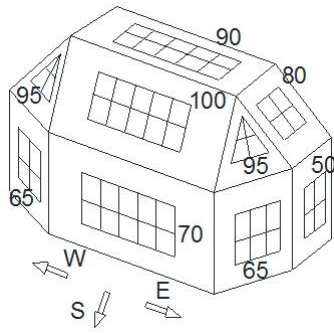
第 5.1.3 条规定: “当利用现场观测数据进行太阳能资源分析时, 现场观测数据应连续, 且不应少于一年。”

4.4.5、发电量设计应考虑光伏幕墙在建筑上的不同朝向和倾角, 朝向应首先选择朝南或偏南的方向, 其次为东西方向。倾角宜符合当地太阳能最佳倾角。

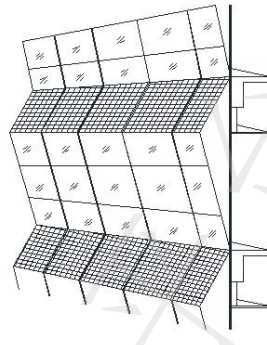
不同地区全年功率最大化的适宜倾斜度可见附录 D.2.3。

【条文说明】光伏幕墙朝向和倾角与发电功率的关系可参考下图 A (北京地区);

光伏幕墙有一定倾角的结构形式见下图 B。



A 图



B 图

4.4.6 光伏幕墙不宜设置突出立面 200mm 以上的装饰条或遮阳板。

4.4.7 光伏幕墙有阴影遮挡时,应在组串设计时采用最大功率点跟踪(MPPT)技术保证发电量。光伏幕墙也可采用具有阴影扫描功能的逆变器、优化器、微型逆变器等技术措施。

逆变器阴影扫描技术措施可见附录 D.3.1; 优化器技术措施可见附录 D.3.2; 微型逆变器技术措施可见附录 D.3.3。

【条文说明】由于太阳能条件不断变化,光伏幕墙组件的最大功率点也会随之变化。通过逆变器采集光伏幕墙组件阵列的输出电压与电流,实现对光伏阵列的最大功率点跟踪,从而保证了逆变器的最大功率输出。

4.4.8 光伏幕墙发电系统设计时,可采用下述技术措施提高光伏幕墙电气安全性能。

1、采用 $\leq 120V$ 特低电压技术措施可提高光伏幕墙电气安全性,系统应符合国家标准 GB/T18379《建筑物电气装置的电压区段》I 区段内工作的有关规定。特低电压技术措施可见附录 C.1。

【条文说明】 $\leq 120V$ 特低电压不等于安全电压。安全电压不是一个特定值,不同条件和环境下有不同的安全电压。

《建筑物电气装置的电压区段》GB/T18379 第 4 条规定:装置的直流电压区段应按其标称电压(U)划分,如表 2 所示。

表 2 直流电压区段

区段	接地系统		不接地系统
	极对地	极间	极间
I	$U \leq 120V$	$U \leq 120V$	$U \leq 120V$
II	$120V < U \leq 900V$	$120V < U \leq 1500V$	$120V < U \leq 1500V$

2、光伏幕墙发电系统中应安装关断装置，当直流、交流线路发生漏电时，关断装置自动关闭电路，避免触电危险。

逆变器漏电保护技术措施可见附录 C.2。

【条文说明】NB/T32004-2013《光伏发电并网逆变器技术规范》标准第 7.10.2 规定，逆变器接入交流电网，交流断路器闭合的任何情况下，逆变器都应提供漏电电流检测。漏电检测应能检测总的（包括直流和交流）有效值电流，连续残余电流，如果连续残余电流超过 300mA（逆变器 $\leq 30KVA$ ）或超过 10Ma/KVA（逆变器 $> 30KVA$ ）时，逆变器应该在 0.3S 内断开并发出故障信号。

GB51348《民用建筑电气设计标准》第 5.2.1 条规定：“电力设备和线路应装设短路故障和异常运行保护装置。电力设备和线路短路故障的保护应有主保护和后备保护，必要时可增设辅助保护。”

3、光伏幕墙发电系统中应安装组件级关断装置，避免发生火灾时救援触电风险。

组件级关断器保护技术措施可见附录 C.2。

【条文说明】在光伏幕墙发电系统中，只要有光源照射光伏幕墙组件，即使关断了逆变器直流侧的隔离开关，光伏幕墙组件到逆变器之间的线缆还是会存在高压直流电。采用组件级快速关断系统，可对单一或少量光伏幕墙组件实行关断，最大允许直流输出电压为 120V。

当光伏幕墙组件断开连接时、部分或整体的组件仍可能继续产生 30v 以上有危险性的直流电压。因此，相关人员应做好个人绝缘防护，应做好组件连接端绝缘保护，用不透光的材料覆盖组件表面等措施后，方可触摸或搬运组件。同时应避免潮湿的环境下工作。

4、光伏幕墙直流侧电压不宜超过 600V，不应超过 1000V。其走线电缆应采用加强绝缘型电缆。

【条文说明】加强绝缘是指采用双重绝缘（基本绝缘加附加绝缘）或另加总体绝缘的单一绝缘，所构成的绝缘材料不可拆分。由于光伏系统设计寿命 25 年，电缆常年暴露于室外、需防潮、防暴晒、耐寒、耐热、防酸碱等功能；所以光伏电缆使用要达到加强绝缘的水平。

JGJ/T 365《太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范》第 3.5.2 规定：光伏幕墙方阵最大电压不应超过 1000V。

5、光伏幕墙及外置电气设备应采用等电位联结技术。线路中裸露金属应进行加强绝缘处理、绝缘层还须进行抗老化处理。

【条文说明】为了防止过高的电位差，保障电气和防雷安全，光伏幕墙的金属导管（槽）或布线支承腔体应相互连接并接地。

6、光伏幕墙发电系统应在汇流箱、交直流柜、逆变器内，或在进入室内的地方分别安装电涌保护器，防止雷电感应电流的侵入。

电源浪涌保护器技术措施可见附录 C.3。

7、光伏幕墙发电系统应采用直流电弧检测装置及关断技术措施。防止电路系统中直流电路的高压在连接点故障处产生电弧而引发火灾；关断光伏幕墙组件发电线路，防止触电危险。

直流电弧检测及关断技术措施可见附录 C.4。

【条文说明】电弧故障发生时，电弧故障保护器应能及时检测到线路中存在故障电弧或短路、过载时会自动脱扣，切断电源，从而预防电气火灾的发生。当发生电弧火灾时，电弧故障保护器应发送信号给光伏幕墙组件上连接的关断器，关断器及时断开与光伏幕墙组件线路连接，保证人身安全。

8、光伏幕墙发电系统中逆变器设备宜采用组串式逆变器或使用微型逆变器。微型逆变器的电性能可见附录 D.1.1；组串式逆变器的电性能可见附录 D.1.2。

【条文说明】组串式逆变器具有 MPPT(最大功率点跟踪)功能，采用多路 MPPT 组串式逆变器可解决光伏幕墙组件因安装位置或环境影响所造成电路并联失配带来的发电量损失。

微型逆变器对每个光伏幕墙组件可以单独使用，由于有组件级 MPPT 的特点，使每块可组件的输出功率都在最大功率点附近，大大削弱短板效应，减少发电量损失。

4.4.9 光伏幕墙设计应充分考虑：太阳辐射量、朝向、倾角、阴影遮挡、通

风散热等环境因素，以及光伏设备选型。

具体详见：附录 A 中 A.1.7、A.1.8、A.1.9、A.1.10、A.1.11、A.1.12、A.1.13、A.1.14 及附录 C 上述有关数据

5 材料与设备

5.1 一般规定

5.1.1 光伏幕墙所用材料及设备性能应符合现行国家标准的相关规定及设计要求。

5.1.2 光伏幕墙组件产品应标有带电警告标识及相关电性能信息。

5.1.3 光伏幕墙发电系统在逆变器交流侧和电网间宜安装光伏隔离变压器。使用薄膜光伏幕墙组件时必须安装带隔离功能的逆变器或安装隔离变压器。

【条文说明】安装光伏隔离变压器，可以防止直流电流串入电网，减少谐波对电网的影响；可以稳定系统电压提高安全系数。

对薄膜型光伏幕墙组件，为防止薄膜发电玻璃中 TCO 发电膜极化、腐蚀其技术措施要求负极接地，此时发电系统中会出现电网逆流相对地短路的情况，因此必须安装隔离变压器。

5.1.4 光伏幕墙组件和铝型材粘结必须使用中性硅酮结构胶，并作相容性测试。

5.2 材料

5.2.1 光伏幕墙宜使用铝型材或钢型材做幕墙框架，应符合现行国家行业 JGJ102《玻璃幕墙工程技术规范》的相关规定。

5.2.2 钢结构框架的设计、安装和焊接应符合现行国家标准 GB50017《钢结构设计规范》和 GB50205《钢结构工程施工质量验收规范》的要求。

5.2.3 光伏幕墙采用钢铝结合框架时，二种型材接触面必须有防电化学腐蚀处理措施。

5.2.4 光伏幕墙组件前板玻璃应为超白低铁钢化玻璃，并应进行均质处理。透光率应大于 90%。

5.2.5 胶片

制作光伏幕墙组件胶片应采用聚乙烯醇缩丁醛（PVB）或离子性中间层胶片（SGP）材料，采用干法加工合成技术。PVB 胶片厚度不应小于 1.14 mm，离

子性中间层胶片厚度不应小于 0.89mm。

5.3 设备

5.3.1 汇流箱

1、光伏幕墙发电系统直流汇流箱的设计使用，应满足现行国家标准 GB/T 34936《光伏电站汇流箱技术要求》的相关规定。

2、直流汇流箱应根据设计有无监控要求使用智能型汇流箱和非智能型汇流箱；按现场环境使用室内型汇流箱和室外型汇流箱。

3、直流汇流箱应根据其防护等级、额定电压、输入输出回路数、输入输出额定电流、使用温度、安装方式及工艺等技术参数进行选择。

4、汇流箱输入回路应具有防反功能并设置防逆流措施；

5、光伏幕墙发电系统选用汇流箱壳体应为金属材料制作，汇流箱内所有连接电缆、接线端子、绝缘材料及其他非金属材料等应采用阻燃性材料；

6、汇流箱应在显著位置标有箱内金属部件带电的警示标志。

5.3.2 配电柜（箱）

交/直流配电柜（箱）的设计应符合现行国家标准《低压配电设计规范》GB 50054 和《低压成套开关设备和控制设备 第 1 部分：总则》GB 7251.1 的有关规定。

5.3.3 控制器与蓄电池

1、控制器的规格、性能应符合现行国家产品标准和设计要求。蓄电池性能应符合国家标准 GB/T36558《电力系统电化学储能系统通用技术条件》和电力行业标准 DL/T724-2000《电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程》的有关规定。

2、控制器的电路最大自身损耗应不超过其额定充电电流的 1%。

3、控制器应具有如下功能：

a 温度补偿功能，以适应不同的环境工作温度。

b 输入、输出短路保护功能。

c 防反充保护功能。

d 极性反接保护功能。

e 防雷击保护功能。

f 耐冲击电压和冲击电流保护。

4、蓄电池应保障正常通风，防止两极短路。

5.3.4 逆变器

1、并网系统逆变器的性能应满足现行国家标准 GB/T 37408《光伏发电并网逆变器技术要求》的有关规定；逆变器外壳防护等级应符合现行国家标准 GB/T 4208《外壳防护等级（IP 代码）》的有关规定，室内型不应低于 IP20，室外型不应低于 IP54。

2、微型逆变器应符合 NB/T 42142《光伏并网微型逆变器技术规范》的要求。

3、逆变器分为集中式和组串式二种；光伏幕墙发电系统宜使用组串式逆变器。

4、逆变器的额定总容量应根据系统装机容量确定；

5、逆变器宜安装于干燥通风室内，

5.3.5 隔离变压器

光伏用隔离变压器的性能应满足现行国家标准《隔离变压器和安全隔离变压器技术要求》GB 13028 的有关规定；

5.3.6 电缆

1、光伏幕墙发电系统用光伏电缆分为：逆变器直流侧所用光伏直流电缆和交流侧的光伏交流电缆。

2、光伏电缆应选择防潮、防晒、防寒、防紫外线、耐臭氧侵蚀性，且能承受更大范围的温度变化(从-40~125℃)专用光伏电缆。

光伏电缆的导体材质、耐火性、阻燃性、绝缘类型、绝缘水平、护层类型、导体截面等应符合现行国家标准 NB/T 42073《光伏发电系统用电缆》的有关规定。

3、光伏电缆载流量应符合 GB50217《电力工程电缆设计规范》的规定和《低压电气装置 第 5-52 部分：GB16895.6《电气设备的选择和安装布线系统》中关于载流量的规定；

4、光伏交流电缆的选型应满足载流量、线损和压降的要求；应符合现行国家标准 GB 50054《低压配电设计规范》

5、光伏直流电缆截面选型

电缆截面应按电缆长期允许载流量和回路允许电压降两个条件选择，并

应按下列公式计算：

$$I_{pc} > I_{ca1}$$

$$S_{cac} = \rho \cdot 2LI_{ca} / \Delta U_p$$

式中：

I_{pc} —电缆允许载流量(A)；

I_{ca1} —回路长期工作计算电流(A)；

S_{cac} —电缆计算截面(mm²)；

ρ —电阻系数，铜导体为 $0.0184 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ ，

铝导体为 $0.031 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ ；

L ——电缆长度(m)；

I_{ca} —回路电压降计算电流(A)；

ΔU_p —回路允许电压降(V)。一般区 0.02 额定电压值

【条文说明】允许电压降计算电流可按 DL/T 5044 《电力工程直流电源系统设计技术规程》附录 E 表 E. 2-1 的规定计算，取 I_{ca1} 和 I_{ca2} 中的较大值。回路允许电压降应按 E 表 E. L 2-2 的规定计算。

6、光伏电缆宜使用铜线电缆。线缆弯曲半径应符合 GB50168 《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》中第 6.1.7 条的规定。

6、光伏幕墙安装

6.1 一般规定

6.1.1、光伏幕墙的安装应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139 的相关规定；

6.1.2、局部光伏幕墙应与整体建筑幕墙具备同等的各项性能。光伏幕墙与整体幕墙框架应同时施工完成。

6.1.3、光伏幕墙组件尺寸应符合所安装幕墙板材的模数要求。

6.1.4、光伏幕墙组件 MP4 连接端应有封闭保护套；

6.1.5、光伏幕墙组件强度、刚度应满足设计要求。

6.1.6、当光伏幕墙与其他围护结构或构造共同作为建筑外围护层时，光伏幕墙安装应与其他围护面层之间应留有维修空间或维修口，并保证一定的散热间

隙，不得被杂物填塞。

6.2 光伏幕墙框架安装

6.2.1、光伏幕墙框架应按设计要求制作、安装。铝合金框架安装允许偏差应符合 JGJ102《玻璃幕墙工程技术规范》的要求；钢结构框架安装应符合 GB50205《钢结构工程施工质量验收规范》的要求。

6.2.2、光伏幕墙预埋件应与建筑主体结构同时设计、施工。

6.2.3、光伏幕墙框架与主体结构连接应位置准确，连接牢固可靠。

6.3 光伏幕墙组件安装

6.3.1、光伏幕墙组件上应标有带电警告标识。

6.3.2、光伏幕墙组件安装应满足现行行业标准 JGJ/T 139《玻璃幕墙工程质量检验标准》，JGJ 102《玻璃幕墙工程技术规程》的相关规定。

6.3.3、安装施工人员应穿绝缘鞋、戴低压绝缘手套、使用绝缘工具，做好个人防护。

6.3.4、安装时必须保持接线端子干燥和清洁，确保它们处于良好的工作状态。不要将其他金属物体插入接插头内；

6.3.5、安装时严禁触碰光伏幕墙组件接线端子，触碰电路上的外露电缆；对有龟裂、损坏的光伏幕墙组件由专业人员处理。

6.3.6、横梁上安装光伏幕墙组件时所用垫块应高于光伏幕墙组件的接线盒高度。

6.3.7、安装时应先确定光伏幕墙组件接线盒位置和方向。

6.3.8、光伏幕墙框架电缆走线孔绝缘套件应安装牢固，不松动。

6.4 光伏幕墙布线及安装

6.4.1 布线形式

1、光伏幕墙布线可按下列二种形式设计布线：

a 光伏幕墙框架外铺设固定导管（或槽口型材）布线；

b 专项设计的光伏幕墙框架支承腔体内布线；

光伏幕墙布线位置及设计结构应符合 GB51348《民用建筑电气设计标准》、JGJ/T365《太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范》的规定。

【条文说明】光伏幕墙布线应遵循安全、美观、适用、方便的原则。

GB51348-2019《民用建筑电气设计标准》第8.2.3条规定：“建筑物顶棚内、墙体及顶棚的抹灰层、保温层及装饰面板内或在易受机械损伤的场所不应采用直敷布线。”据此光伏幕墙不宜在楼层楼板处幕墙防火层布线。

JGJ/T365-2015《太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范》第5.3.2-1条规定：“直流电缆不应在光伏玻璃幕墙组件间的胶缝内布线。”

2、光伏幕墙有多种结构形式，不同结构形式的光伏幕墙在布线时，接线盒的位置、接线部位、布线形式可按下表2选择。

表2 光伏幕墙布线选择

幕墙形式 接线盒		明框 幕墙	横明竖隐 幕墙	竖明横隐 幕墙	点支承 幕墙
接线盒 位置	背端	●	●	●	▲
	侧边	▲	▲	▲	●
接线部位	室内	●	●	●	▲
	室外	▲	▲	▲	
布线形式	支承构件 腔体	▲	▲	▲	
	金属线槽	●	●	●	▲

▲ 第一选择 ● 第二选择

6.4.2 金属导管（槽）布线

1、当金属导管（槽）布线用于框支承光伏幕墙时，金属导管（槽）宜沿立柱或横梁的外侧设置。

布线图可见附录B.1.1，B.1.3。

2、当金属导管（槽）布线用于点支承幕墙时，金属导管（槽）的设置宜考虑以下几点：

- a) 金属导管（槽）可置于光伏幕墙组件板缝之间，布线图可见附录B.1.2；
- b) 光伏幕墙组件宜选择中空型。
- c) 位于板缝之间接线盒，应选择耐高温的接线盒；

3 光伏幕墙金属导管（槽）内电缆的总截面积不宜超过金属导管（槽）

内截面积的 40%。金属槽盒节点图可见附录 B. 1. 3。

【条文说明】 GB51348《民用建筑电气设计标准》第 8. 3. 3 条规定：“穿金属导管的绝缘电线（两根除外），其总截面积（包括外护层）不应超过导管内截面积的 40%。”

4 金属导管（槽）的铝合金壁厚不宜小于 1. 5mm，不锈钢壁厚不宜小于 1. 0mm。金属槽应为开口型腔加盖密封的形式，外盖应采用机械固定的方式。

【条文说明】 JGJ/T365-2015《太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范》第 3. 3. 3 条规定：“布线型腔的截面积或孔径应根据电缆根数及电缆外径确定，并应满足布线要求。开口型腔应使用扣盖密封。”

GB51348-2019《民用建筑电气设计标准》第 8. 3. 2 条规定：“明敷于潮湿场所或埋于素土内的金属导管，应采用管壁厚度不小于 2. 0mm 的钢导管，并采取防腐措施。明敷或暗敷于干燥场所的金属导管宜采用管壁厚度不小于 1. 5mm 的镀锌钢导管。”

6. 4. 3 支承腔体布线

1、光伏幕墙为框支承幕墙时，宜采用支承腔体布线方式，即利用立柱、横梁、副框的空腔布线。

【条文说明】 JGJ/T365-2015《太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范》第 5. 3. 2 条规定：“直流电缆宜通过幕墙横梁、立柱或副框的开口型腔布线，型腔应通过扣盖扣接密封。”

2、光伏幕墙框支承腔体布线宜按下列设计节点设计：

- a 基本类型节点图可见附录 B. 2；
- b 明框光伏幕墙（侧边接线盒）可见附录 B. 2. 1；
- c 半隐框光伏幕墙（背端接线盒）可见附录 B. 2. 2；
- d 单元式光伏幕墙可见附录 B. 2. 3。

3、点支承光伏幕墙设计布线节点参考附录 B. 1. 2

6. 4. 3 支承腔体布线安装

1、光伏幕墙组件的电缆可通过支承结构上的穿线孔进入支承腔体。当穿线孔对支承结构的强度有影响时，应对支承结构进行安全性校核。

2、支承腔体穿线孔应安装专用绝缘套。皮损伤，横梁、穿线孔宜采用机械加工开孔方式。

6.5 设备安装

6.5.1 光伏幕墙发电系统电力设备防雷与建筑物防雷应统一设计施工。

6.5.2 光伏幕墙防雷系统和建筑物接地装置共用时连接应可靠；其接地电阻值应在设计范围内。

6.5.3、光伏幕墙发电系统并网逆变器线路引入的交流配电柜，应设置相应的电涌保护器。电涌保护器选择应符合现行国家标准 GB50343《建筑物电子信息系统防雷技术规范》的相关要求。

6.6 电缆安装

6.6.1 光伏幕墙电缆安装应按照 GB50168《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》的有关规定执行；

6.6.2 光伏幕墙发电系统电缆安装宜利用光伏幕墙框架作为电缆敷设的通道和固定。

6.6.3 光伏幕墙外部的发电系统电缆安装应利用建筑本身的桥架和电井敷设。利用桥架和电井敷设走线时应与建筑电气同时设计。

6.6.4 光伏电缆安装敷设的受力要均匀适当，不宜过紧，应避免热胀冷缩造成线缆断裂。

6.6.5 光伏电缆安装时，应满足电缆最小允许弯曲半径要求。

7 安装验收

7.1 一般规定

7.1.1 光伏幕墙安装验收，可划分为幕墙结构的验收和光伏发电系统验收二部分。幕墙结构验收应按 JGJ102《玻璃幕墙工程技术规范》及其他有关标准执行；光伏发电系统验收应按 GB/T37658《并网光伏电站启动验收技术规范》，GB 50303《建筑电气工程施工质量验收规范》，GB 50169《电气装置安装工程接地装置施工与验收规范》，IEC 62446-1《并网光伏系统的验收要求》等规范中相关规定执行。

7.1.2 安装方应提供下述隐蔽工程验收记录：

- 1、光伏幕墙组件安装节点和验收记录
- 2、光伏系统的防雷接地连接节点、验收记录
- 3、光伏电缆设计布线图纸及走线验收记录

7.1.3 光伏幕墙光伏系统安装施工需在上道工序完工验收合格后方可进

入下道工序。

7.1.4、光伏幕墙发电系统安装验收，应做好记录、签署有关文件并立案归档。

7.1.5 光伏幕墙发电系统安装施工完成，经现场测试验收后方可向地方电力管理部门提出申请并网连接。

7.2 安装验收

7.2.1 光伏幕墙发电系统完工后，施工单位应按规定先由技术质量人员进行安装工程质量检查评定，并向建设单位提交安装验收申请报告。

7.2.2 建设单位收到安装单位提交的安装验收申请报告后，应由建设单位负责人组织设计、施工、监理等单位负责人对质量控制资料、系统设计功能及技术性能指标、现场实物质量等方面组织竣工验收。

7.2.3 安装验收应提交下列文件、图纸及有关资料：

- 1、图纸会审记录、设计变更通知单、工程洽商记录；
- 2、光伏幕墙四性检测报告，中空型光伏幕墙组件结构胶相容性检测报告；
- 3、主要设备、器具、材料的合格证和进出验收记录；
- 4、电气设备交接验收、检验记录；
- 5、接地电阻测试记录；
- 6、绝缘电阻测试记录；
- 7、等电位联结导通性测试记录；
- 8、光伏幕墙组件出厂合格证及进场检（试）验报告；
- 9、隐蔽工程验收记录；
- 10、施工记录；
- 11、光伏组串、光伏系统调试和试运行记录（并应包括电线电缆绝缘测试记录等）；
- 12、光伏幕墙系统及主要部件的使用维护手册；
- 13、其他对工程质量有影响的重要技术资料。

附录 A

(资料性附录)

光伏幕墙组件技术资料

A.1 规格和电性能

厂家-晶硅组件

晶硅组件

A.1.1	A.1.2		A.1.3	A.1.4	A.1.5
型号	类别		常规尺寸 (mm)	尺寸调节措施	断面结构 (mm)
	电池类别	技术类别			
TS-232	单晶	PERC	1400*1000	增减电池片	玻璃(4)+PVB(0.76) +电池片+PVB(0.76) +玻璃(6)
TS-291	单晶	PERC	1400*1200	增减电池片	玻璃(4)+PVB(0.76) +电池片+PVB(0.76) +玻璃(6)
TS-388	单晶	PERC	1800*1200	增减电池片	玻璃(4)+PVB(0.76) +电池片+PVB(0.76) +玻璃(6)

A.1.6	A.1.7	A.1.8	A.1.9	A.1.10
接线盒尺寸(mm) 与安装位置	开路电压 (V)	短路电流 (A)	最大工作电压 (V)	最大工作电流 (A)
80*24*20 背端/侧边	33.1	8.98	27.6	8.44
80*24*20 背端/侧边	41.3	8.98	34.5	8.44
80*24*20 背端/侧边	55.1	8.98	46.0	8.44

A.1.11	A.1.12	A.1.13	A.1.14
最大功率(W _p)	功率公差(W)	转换效率(%)	功率温度系数(%/°C)
232	0~5	16.6	-0.35
291	0~5	17.3	-0.35
388	0~5	18.0	-0.35

注：转换效率为光伏幕墙组件的效率。太阳能电池的转换效率为 22.5%。

标准条件下物理性能：

电气数据 (STC 标准)

	单位	TS-232	TS-291	TS-388

最大功率	Pm (W)	232.0	2910	388.0
功率误差	%	0 - +5	0 - +5	0 - +5
最大功率电压	Vm(V)	27.58	34.47	45.96
最大功率电流	Im(A)	8.44	8.44	8.44
开路电压	Voc(V)	33.08	41.35	55.13
短路电流	Isc(A)	8.98	8.98	8.98

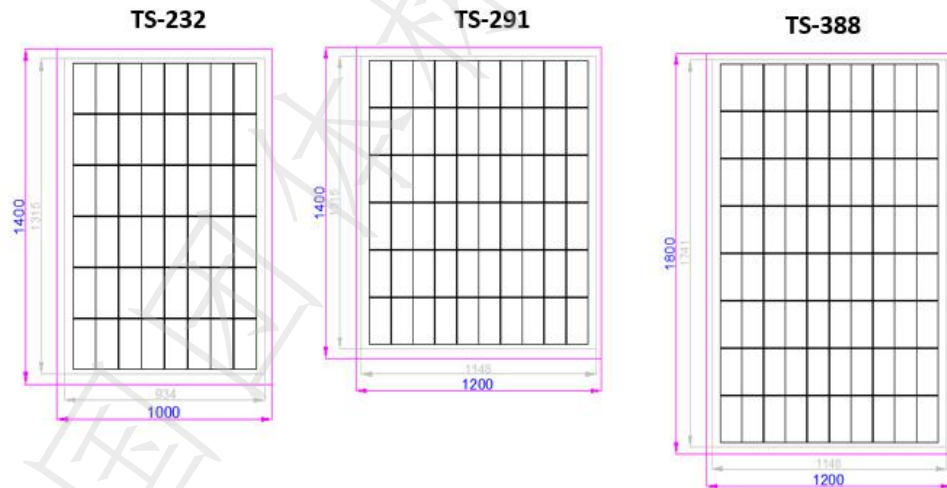
- 1、STC标准状态：辐照度 1000 W/m²；电池温度25℃；空气质量AM1.5
- 2、光伏构件功率是假定光伏构件颜色为白色，实际功率根据颜色变化而变化。

机械数据

太阳能电池		PERC 单晶硅		
电池尺寸	mm	210mm×105mm		
电池排列		6×8	6×10	8×10
规格尺寸	mm	1400×1000×12	1400×1200×12	1800×1200×12
重量	Kg	38	45	58
结构玻璃		4mm+6mm		
封装材料		PVB		
防水等级		IP68		
光电电缆		4.0 mm ²		
连接器		MC4/TS4		

注：构件尺寸是取整后的尺寸，时间尺寸是根据建筑模数调整

尺寸调节措施附图



厂家-晶硅组件

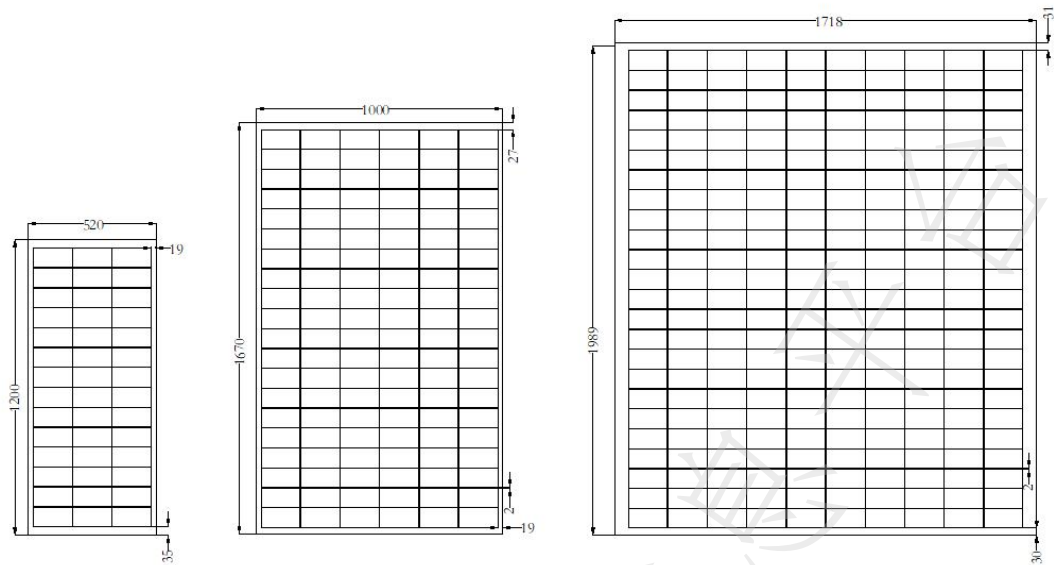
A. 1. 1	A. 1. 2	A. 1. 3	A. 1. 4	A. 1. 5
---------	---------	---------	---------	---------

型号	类别		常规尺寸 (mm)	尺寸调节措施	断面结构 (mm)
	电池类别	技术类别			
JS113D -12b	单晶硅	HJT	1175*520	增减电池片、 调节边缘尺寸	玻璃(5)+PVB(0.76) +太阳能电池+PVB (0.76)+玻璃(5)
JS323D -36b	单晶硅	HJT	1653*1000	增减电池片、 调节边缘尺寸	玻璃(6)+PVB(0.76) +太阳能电池+PVB (0.76)+玻璃(6)+ 气体层(9)+玻璃(6)
JS646D -72b	单晶硅	HJT	1971*1718	增减电池片、 调节边缘尺寸	玻璃(6)+PVB(0.76) +太阳能电池+PVB (0.76)+玻璃(6)+ 气体层(9)+玻璃(6) +PVB(1.52)+玻璃(6)

A. 1. 6	A. 1. 7	A. 1. 8	A. 1. 9	A. 1. 10
接线盒尺寸 (mm) 与安装位置	开路电压 (V)	短路电流 (A)	最大工作电压(V)	最大工作电流 (A)
131*8*9 侧边 110*30*20 背端	14.5	9.79	12.1	9.34
131*8*9 侧边 110*30*20 背端	41.1	9.82	34.5	9.37
131*8*9 侧边 110*30*20 背端	82.1	9.82	69	9.37

A. 1. 11	A. 1. 12	A. 1. 13	A. 1. 14
最大功率 (Wp)	功率公差 (W)	转换效率 (%)	功率温度系数 (%/°C)
113.0	0~5	18.13	-0.24
323.0	0~5	19.36	-0.24
646.0	0~5	18.82	-0.24

尺寸调节措施附图



厂家-晶硅组件

A. 1. 1	A. 1. 2		A. 1. 3	A. 1. 4	A. 1. 5
型号	类别		常规尺寸 (mm)	尺寸调节措施	断面结构 (mm)
	电池类别	技术类别			
72 版型	单晶	PERC 半片	2089*1033	增减电池片、 调节电池片距 边距离	玻璃(3.2)+胶膜电池 片组合 +玻璃 (3.2)=8.3mm(玻璃厚 度可调整)
60 版型	单晶	PERC 半片	1750*1033	增减电池片、 调节电池片距 边距离	玻璃(3.2)+胶膜电池 片组合 +玻璃 (3.2)=8.3mm(玻璃厚 度可调整)
48 版型	单晶	PERC 半片	2089*698	增减电池片、 调节电池片距 边距离	玻璃(3.2)+胶膜电池 片组合 +玻璃 (3.2)=8.3mm(玻璃厚 度可调整)

以上尺寸均使用 166 尺寸电池片

A. 1. 6	A. 1. 7	A. 1. 8	A. 1. 9	A. 1. 10
接线盒尺寸 (mm) 与安装位置	开路电压 (V)	短路电流 (A)	最大工作电压 (V)	最大工作电流 (A)
89.5*30.1*18.8 背端	49.8	11.65	41.6	10.93
89.5*30.1*18.8 背端	41.3	11.67	34.7	10.96
89.5*30.1*18.8 背端	33.2	11.66	28.9	10.94

A. 1. 11	A. 1. 12	A. 1. 13	A. 1. 14
----------	----------	----------	----------

最大功率 (W _p)	功率公差 (W)	转换效率 (%)	功率温度系数 (%/°C)
300	+ 5	16.7	-0.37
180	+ 3	16.7	-0.37
120	+ 3	16.7	-0.37

厂家-薄膜碲化隔组件

A. 1. 1	A. 1. 2		A. 1. 3	A. 1. 4	A. 1. 5
型号	类别		常规尺寸 (mm)	尺寸调节措施	断面结构 (mm)
	电池类别	技术类别			
LAM3-T0	薄膜	CdTe	1800*1200	裁边、拼接	钢化玻璃 (6)+PVB(1.14/1.52) +电池玻璃(3.2)+ PVB(1.52)+钢化玻璃 (6)
INS-3LOW- E-T40	薄膜	CdTe	1800*1200	裁边、拼接	钢化玻璃 (6)+PVB(1.14/1.52) +电池玻璃(3.2)+ PVB(1.14/1.52)+Low -E 钢化玻璃(6)+中空 层(12)+钢化玻璃(6)
LAM3-COLO R-T40	薄膜	CdTe	1800*1200	裁边、拼接	钢化玻璃 (6)+PVB(1.14/1.52) +电池玻璃(3.2)+彩 色 PVB(1.14/1.52)+ 钢化玻璃(6)

A. 1. 6	A. 1. 7	A. 1. 8	A. 1. 9	A. 1. 10
接线盒尺寸 (mm) 与安装位置	开路电压 (V)	短路电流 (A)	最大工作电压 (V)	最大工作电流 (A)
65*55*14 背端 130*11*10 侧边	120	3.4	88.9	2.81
65*55*14 背端 130*11*10 侧边	120	2.04	88.9	1.69
65*55*14 背端 130*11*10 侧边	120	2.04	88.9	1.69

A. 1. 11	A. 1. 12	A. 1. 13	A. 1. 14
最大功率	功率公差	转换效率	功率温度系数

(W _p)	(W)	(%)	(%/°C)
250	0~8	12.8	-0.214
150	0~5	6.5	-0.214
150	0~5	7.7	-0.214

厂家-薄膜碲化隔组件

A. 1. 1	A. 1. 2		A. 1. 3	A. 1. 4	A. 1. 5
型号	类别		常规尺寸 (mm)	尺寸调节措施	断面结构 (mm)
	电池类别	技术类别			
RK-JN-RDN	薄膜	CdTe	1200*600	裁切、拼接	CdTe 玻璃 (3.2) +PVB (1.14/1.52)+ 玻璃 (5)
RK-JN-RTN	薄膜	CdTe	1200*600	裁切、拼接	玻璃 (5)+PVB (1.14/1.52)+CdTe 玻璃 (3.2)+PVB (1.14/1.52)+玻璃 (5)
RK-JN-RTI	薄膜	CdTe	1200*600	裁切、拼接	玻璃 (5)+PVB (1.14/1.52)+CdTe 玻璃 (3.2)+PVB (1.14/1.52)+玻璃 (5)+空气层 (12)+ 玻璃 (6)

A. 1. 6	A. 1. 7	A. 1. 8	A. 1. 9	A. 1. 10
接线盒尺寸 (mm) 与安装位置	开路电压 (V)	短路电流 (A)	最大工作电压 (V)	最大工作电流 (A)
90*73*15 背端 150*13*11 侧边	124.5	1.30	94	1.17
90*73*15 背端 150*13*11 侧边	124.5	1.30	94	1.11
90*73*15 背端 150*13*11 侧边	124.5	1.30	94	1.11

A. 1. 11	A. 1. 12	A. 1. 13	A. 1. 14
最大功率	功率公差	转换效率	功率温度系数

(W _p)	(W)	(%)	(%/°C)
110	±5	16.2	-0.214
105	±5	15.3	-0.214
105	±5	15.3	-0.214

厂家-薄膜碲化隔组件

A. 1. 1	A. 1. 2		A. 1. 3	A. 1. 4	A. 1. 5
型号	类别		(mm)	尺寸调节措施	断面结构 (mm)
	电池类别	技术类别			
COM-TGN 002-230W	薄膜	CdTe	1600*1200*16/ 18	切割、拼接	玻璃(5/6)+PVB (1.52)+CdTe 玻璃 (3.2)+PVB(1.52) +玻璃(5/6)
COM-TGB 003	薄膜	CdTe	1600*1200*16/ 18	切割、拼接	彩色玻璃(5/6)+PVB (1.52)+CdTe 玻璃 (3.2)+PVB(1.52) +玻璃(5/6)
COM-HGNT0 01A002- 120W	薄膜	CdTe	1600*1200*36	切割、拼接	玻璃(6)+PVB(1.52) +CdTe 玻璃(3.2)+PVB (1.52)+玻璃(6)+ 空气层(12)+玻璃(6)

A. 1. 6	A. 1. 7	A. 1. 8	A. 1. 9	A. 1. 10
接线盒尺寸 (mm) 与安装位置	开路电压 (V)	短路电流 (A)	最大工作电压 (V)	最大工作电流 (A)
背端	121	3.0	89.1	2.59
背端	121	2.78	89.1	1.04~2.33
背端	121	1.54	89.1	1.29

A. 1. 11	A. 1. 12	A. 1. 13	A. 1. 14
最大功率 (W _p)	功率公差 (W)	转换效率 (%)	功率温度系数 (%/°C)
230	0/+10	13.3	-0.214
92~207	0/+10	8~12	-0.214
115	0/+10	6	-0.214

A. 2 光学性能

厂家-晶硅组件

型号	JS323D-36b	电池类别	单晶	技术类别	HJT
A. 2. 1	A. 2. 2	A. 2. 3		A. 2. 4	
采光性能分级	功率范围 (W _p)	可见光反射比		最大功率 (W _p)	

$0.2 \leq Tr < 0.3$	355~291	≤ 0.06	226.10
$0.3 \leq Tr < 0.4$	291~258	≤ 0.06	290.70
$0.4 \leq Tr < 0.5$	258~210	-	-
$0.5 \leq Tr < 0.6$	210~178	-	-
$Tr \geq 0.6$	178~48	-	-

厂家-晶硅组件

型号	SMC-4X07	电池类别	单晶	技术类别	PERC
A. 2. 1	A. 2. 2	A. 2. 3		A. 2. 4	
采光性能分级	功率范围 (Wp)	可见光反射比		最大功率 (Wp)	
$0.2 \leq Tr < 0.3$	-	≤ 0.3		-	
$0.3 \leq Tr < 0.4$	-	≤ 0.16		≥ 140	
$0.4 \leq Tr < 0.5$	-	-		-	
$0.5 \leq Tr < 0.6$	-	-		-	
$Tr \geq 0.6$	-	-		-	

厂家-薄膜碲化隔组件

	型号	LAM3-T0	电池类别	薄膜	技术类别	CdTe
	A. 2. 1	A. 2. 2	A. 2. 3		A. 2. 4	
透光度	采光性能分级	功率范围 (Wp)	可见光反射比		最大功率 (Wp)	
40%	$0.2 \leq Tr < 0.3$	190~150	≤ 0.3		190	
50%	$0.3 \leq Tr < 0.4$	158~125	≤ 0.16		158	
60-70%	$0.4 \leq Tr < 0.5$	126~75	-		126	
80%	$0.5 \leq Tr < 0.6$	63~50	-		63	
90%以上	$Tr \geq 0$	31~25	-		31	

透光折减系数 Tr：指透射漫射光照度与入射漫射光照度之比。可以光热测试数据可见光透射比代替。

厂家-薄膜碲化隔组件

	型号	RK-JN-RDN	电池类别	薄膜	技术类别	CdTe
	A. 2. 1	A. 2. 2	A. 2. 3		A. 2. 4	
透光度	采光性能分级	功率范围 (Wp)	可见光反射比		最大功率 (Wp)	
40%	$0.2 \leq Tr < 0.3$	66~52	≤ 0.3		66	
50%	$0.3 \leq Tr < 0.4$	55~43	≤ 0.16		55	
60-70%	$0.4 \leq Tr < 0.5$	44~26	-		44	
80%	$0.5 \leq Tr < 0.6$	22~17	-		22	
90%以上	$Tr \geq 0.6$	11- 0	-		11	

厂家-薄膜碲化隔组件

	型号	COM-HGNT001A002-XXXW	电池类别	薄膜	技术类别	CdTe
	A. 2. 1	A. 2. 2	A. 2. 3		A. 2. 4	
透光度	采光性能分级	功率范围 (Wp)	可见光反射比		最大功率 (Wp)	
40%	$0.2 \leq Tr < 0.3$	168~133	≤ 0.3		≥ 168	
50%	$0.3 \leq Tr < 0.4$	140~110	≤ 0.16		≥ 140	

60-70%	$0.4 \leq Tr < 0.5$	112~66	-	112
80%	$0.5 \leq Tr < 0.6$	56~44	-	56
90%以上	$Tr \geq 0.6$	≤ 28	-	28

A.3 热工性能

厂家-晶硅组件

型号	JS323D-36b	电池类别	单晶	功率温度系数	-0.24
A.3.1	A.3.2	A.3.3		A.3.4	
中空层温度 (°C)	实际功率 (W _p)	遮阳系数分级		功率范围 (W _p)	
25	323	$0.9 \geq SC > 0.8$		37~75	
35	315.3	$0.8 \geq SC > 0.7$		75~107	
45	307.6	$0.7 \geq SC > 0.6$		107~145	
55	299.8	$0.6 \geq SC > 0.5$		145~178	
65	292.1	$0.5 \geq SC > 0.4$		178~215	
75	284.1	$0.4 \geq SC > 0.3$		215~253	
85	276.4	$0.3 \geq SC > 0.2$		253~285	
		$SC \leq 0.2$		285~300	

厂家-薄膜碲化隔组件

	型号	LAM3-T0	电池类别	薄膜	功率温度系数	-0.214
	A.3.1	A.3.2	A.3.3		A.3.4	
透光率	中空层温度 (°C)	实际功率 (W _p)	遮阳系数分级		功率范围 (W _p)	
100%	25		$0.9 \geq SC > 0.8$		0	
90%	35		$0.8 \geq SC > 0.7$		31~25	
80-60%	45		$0.7 \geq SC > 0.6$		126~50	
50%	55		$0.6 \geq SC > 0.5$		158~125	
40-30%	65		$0.5 \geq SC > 0.4$		221~150	
20-10%	75		$0.4 \geq SC > 0.3$		285~200	
不透光夹层	85		$0.3 \geq SC > 0.2$		316~250	
			$SC \leq 0.2$			

注：遮阳系数是玻璃遮挡或抵御太阳光能的能力；其值越小越好。

厂家-薄膜碲化隔组件

	型号	RK-JN-RTI	电池类别	薄膜	功率温度系数	-0.214
	A.3.1	A.3.2	A.3.3		A.3.4	
透光率	中空层温度 (°C)	实际功率 (W _p)	遮阳系数分级		功率范围 (W _p)	
	25		$0.9 \geq SC > 0.8$		-	

	35		$0.8 \geq SC > 0.7$	-
	45		$0.7 \geq SC > 0.6$	-
90%以上	55		$0.6 \geq SC > 0.5$	0~10
60-80%	65		$0.5 \geq SC > 0.4$	16~41
40%	75		$0.4 \geq SC > 0.3$	49~62
10-30%	85		$0.3 \geq SC > 0.2$	57~94
0			$SC \leq 0.2$	81~104

注：以上功率数据为理论推算数据，非实测数据。

厂家-薄膜碲化隔组件

	型号	COM-HGNT001A002-XXX W	电池类别	薄膜	功率温度 系数	-0.34
	A. 3. 1	A. 3. 2	A. 3. 3		A. 3. 4	
透光 率	中空层温度 (°C)	实际功率 (Wp)	遮阳系数分级		功率范围 (Wp)	
	25		$0.9 \geq SC > 0.8$			
	35		$0.8 \geq SC > 0.7$			
	45		$0.7 \geq SC > 0.6$			
90%以 上	55		$0.6 \geq SC > 0.5$		0~28	
60-80 %	65		$0.5 \geq SC > 0.4$		44~112	
40%	75		$0.4 \geq SC > 0.3$		133~168	
10-30 %	85		$0.3 \geq SC > 0.2$		155~252	
0			$SC \leq 0.2$		≤ 280	

A. 4 美观要求

厂家-晶硅组件

构件型号	-	电池类别	单晶	技术类别	PERC
A. 4. 1		A. 4. 2			

颜色	最大功率 (W _p)
白色	131.18
透明	126.04
黑色	124.44
灰色	76.32

厂家-晶硅组件

型号	JS323D-36b	电池类别	单晶	技术类别	HJT
A. 4. 1		A. 4. 2			
颜色		封装效率 (%)			
白色		40			
透明		88			
黑色		85			
灰色		75			

厂家-薄膜碲化隔组件

型号	LAM3-T0	电池类别	薄膜	技术类别	CdTe
A. 4. 1		A. 4. 2			
颜色		功率范围 (W _p)			
白色		105~284			
灰色		125~252			
蓝灰色		130~241			
蓝色		97~123			
绿色		112~142			
红色		112~142			
橙色		122~154			

厂家-薄膜碲化隔组件

型号	RK-JN-RTN	电池类别	薄膜	技术类别	CdTe
A. 4. 1		A. 4. 2			
颜色		功率范围 (W _p)			
蓝色		31~40			
灰色		40~83			
绿色		36~46			
橙色		39~51			
红色		36~46			

厂家-薄膜碲化隔组件

型号	COM-TGB 003	电池类别	薄膜	技术类别	CdTe
A. 4. 1		A. 4. 2			
颜色		功率范围 (W _p)			
天空蓝		200~220			

恒星绿	200~220
香芋紫	190~210
日光红	170~200
帝皇金	170~190
锦缎金	170~190
雪花银	160~190
中国红	140~160
阳光橙	130~160

厂家-薄膜钙钛矿组件

型号	电池类别	薄膜	技术类别	钙钛矿
A. 4. 1	A. 4. 2			
颜色	功率范围 (Wp)			
蓝色	150~170			
灰色	140~160			
绿色	-			
橙色	150~170			
红色	-			

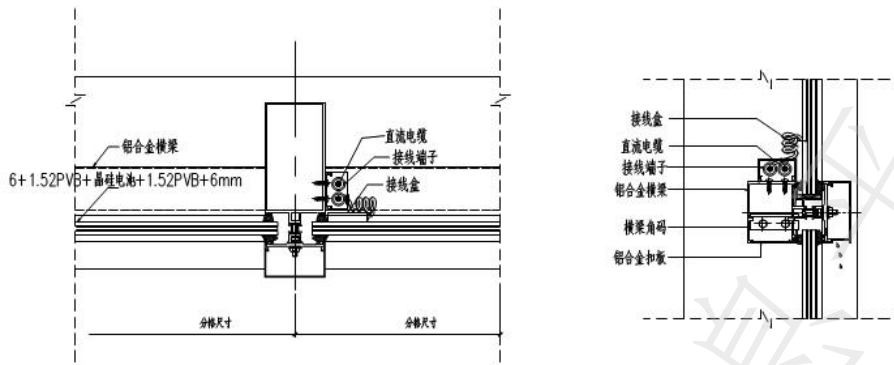
附录 B

(资料性附录)

光伏幕墙布线基本类型图

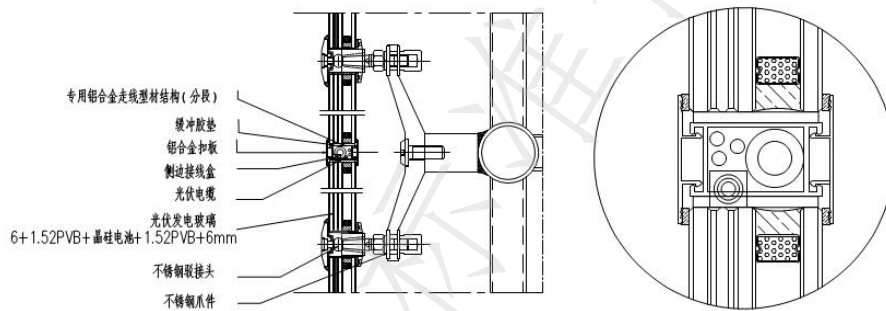
B.1 金属导管（槽）布线

B.1.1 金属导管（槽）沿立柱或横梁外侧设置



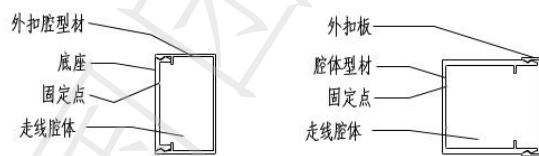
金属线槽沿立柱或横梁侧边设置

B.1.2 金属导管（槽）置于点支承幕墙板缝之间



点式全玻璃幕墙，侧边接线盒专用型材空腔走线

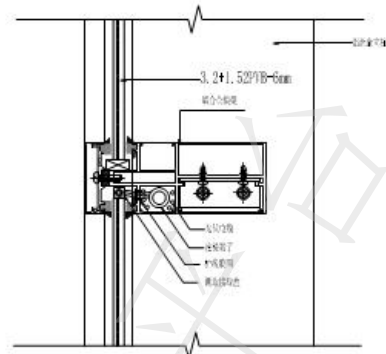
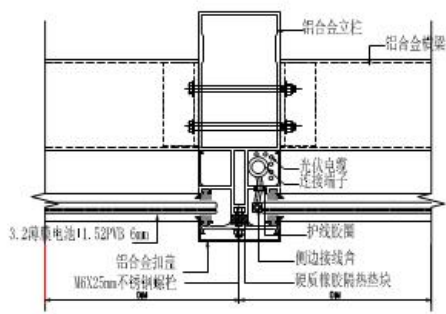
B.1.3 金属槽盒节点图



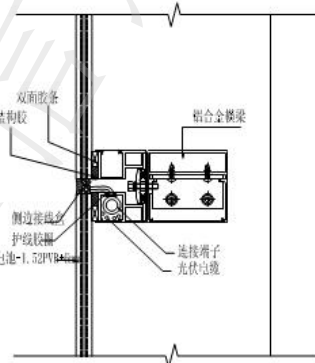
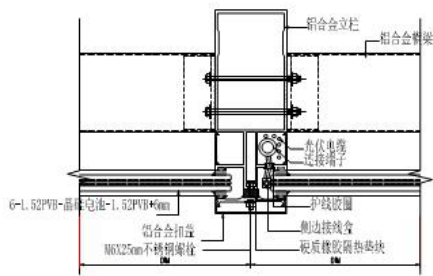
扣接型铝合金线槽盒

B.2 支承腔体布线

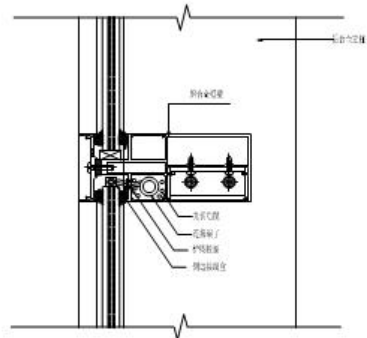
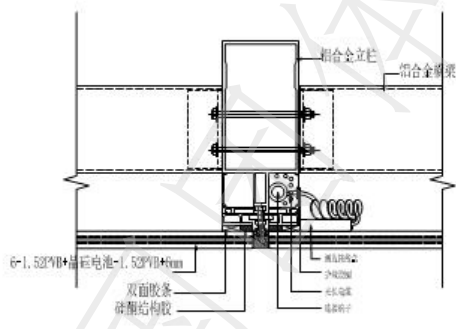
B.2.1 明框幕墙（侧边接线盒）



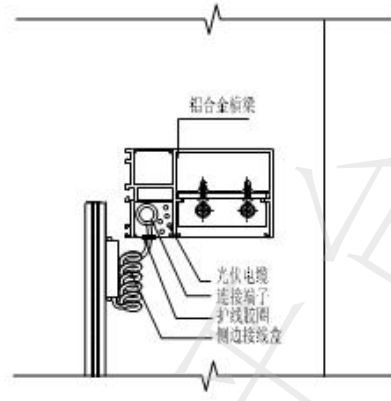
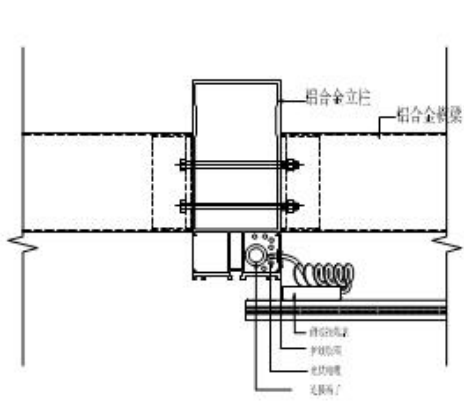
B. 2.2 半隐框幕墙（竖明横隐，侧边接线盒）



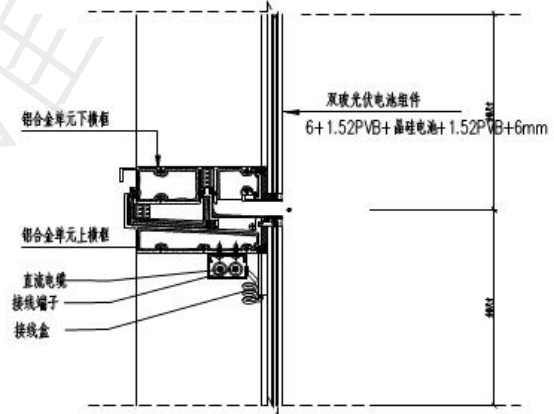
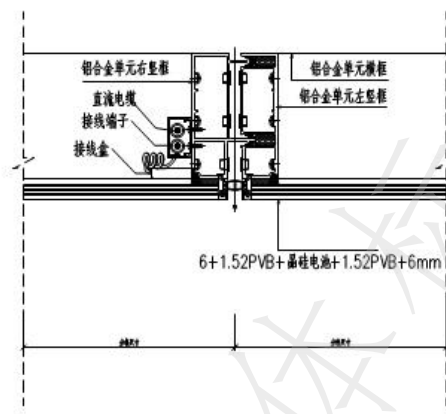
半隐框幕墙（横明竖隐，侧边/背端接线盒）



背端接线盒立柱、横梁接线示意



B. 2.3 单元式幕墙（背端接线盒）



(资料性附录)

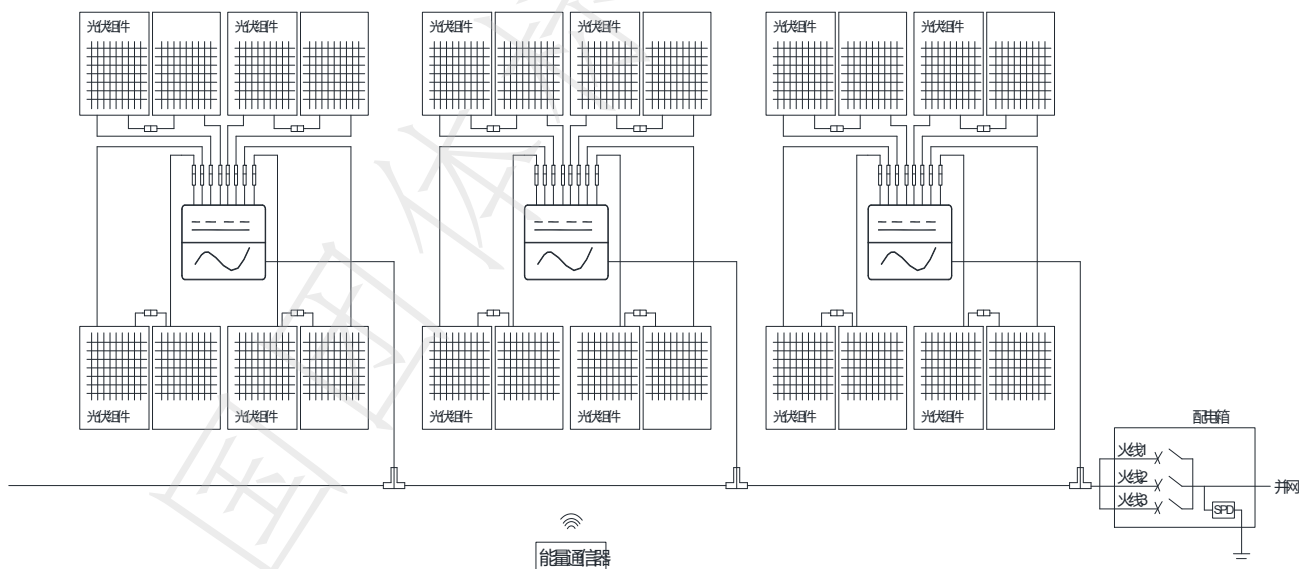
光伏幕墙电气安全性技术措施

C.1 特低电压技术措施

微型逆变器

工作原理	型号	技术参数				
		电压范围 (V)	启动电压 (V)	最大输入 电 (V)	最大输入 电 (A)	输出电压 (V)
微型逆变器的每一 条直流输入线路的 最大电压为 120V, 且 每路相互独立。	QT2D	52~120	50	120	20×4	380 三相
	DS3D	60~120	50	120	20×4	380 三相

电路简图

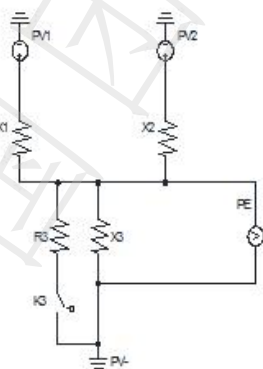


C.2 漏电保护技术措施

厂家提供 组串式逆变器

故障检测	工作原理	技术参数		
		绝缘阻抗阈值 (KΩ)		
绝缘阻抗检测	通过检测 PV+对地和 PV-对地电压，分别计算出 PV+和 PV- 对地的电阻，若任意一侧阻值低于阈值，逆变器便停止工作。	$<U_{maxpv}/30mA$		
漏电流检测	通过集成在逆变器内的电流传感器检测火线和中线的电流和，如果电流和不为 0，则光伏系统存在漏电流，如果电流和超过阈值，逆变器机械关断电路，保障人身安全。同时逆变器 DSP 发送指令给快速关断发射器以停止信号传输，组件侧关断器在接收不到信号后进行快速关断，使直流侧电压降低到相对安全的范围。	残余电流情况	残余电流 (mA)	关断时间 (s)
		连续残余电流	300	0.3
		突变残余电流	60	0.15
			150	0.04

电路简图（绝缘阻抗检测）

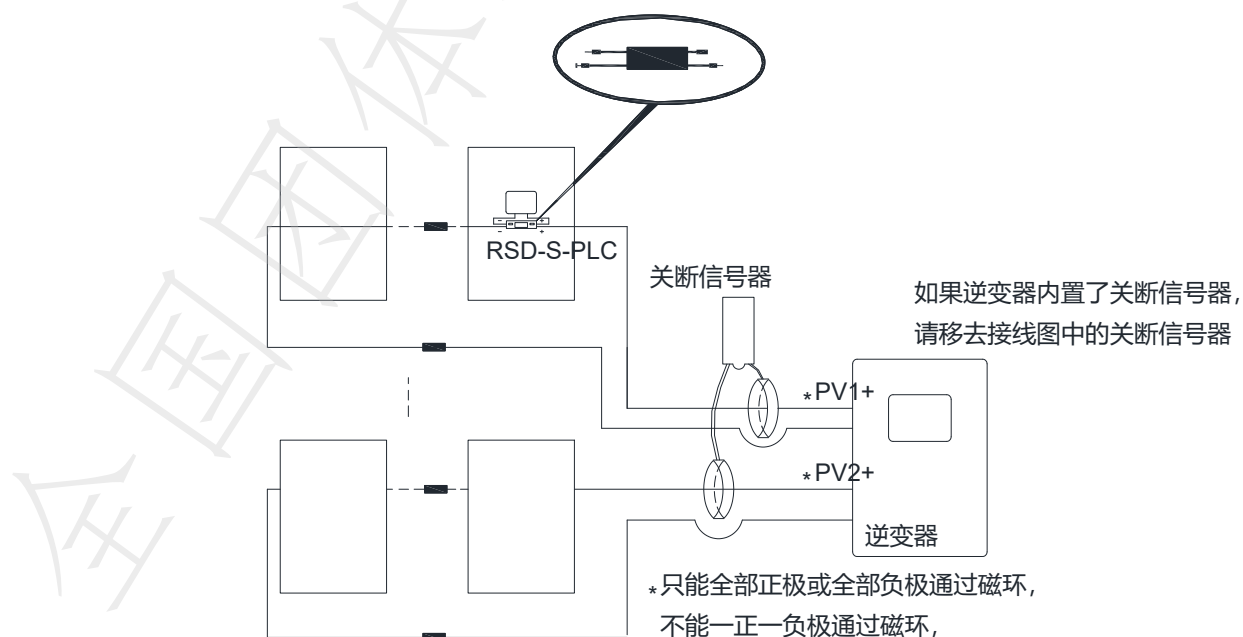


厂家提供 组件级关断器

工作原理	核心器件	技术参数	
		输入电压 (V)	最大输入电流 (A)
关断器通过接收发射器的信号维持正常工作。当出现故障时，交流断开，发射器停止工作，关断器关断每一块组件的连接。	关断器 RSD-S-PLC	8~80	15
	发射器 Transmitter-PLC	-	-

技术参数				
最大输入功率 (W)	输出电压 (V)	输出功率 (W)	电压幅值 (mV)	发射频率 (Khz)
550	8~80	0~550	-	-
-	-	-	15~30	131.25/ 143.75

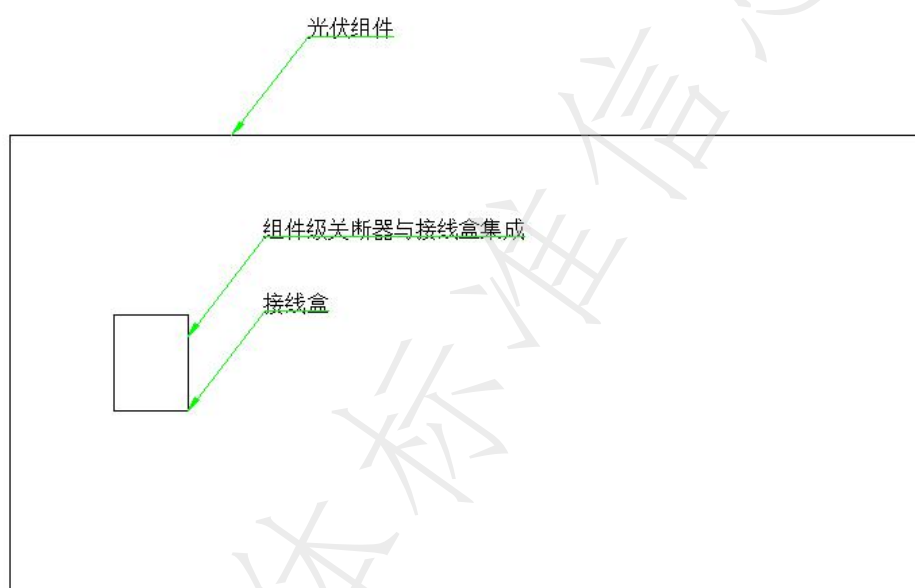
电路简图



厂家提供 组件级关断器

工作原理	技术特点	技术参数			
		关断前电压 (V)	关断前电流 (A)	关断后电压 (V)	关断后电流 (A)
关断器接到信号, 将组件之间的电路断开, 直流电压由组串级降至组件级。	薄膜组件电压高, 关断器实现降压升流, 关断器与接线盒集成。	120	1	40	3

电路简图



C.3 电源浪涌保护器技术措施

厂家提供 电源浪涌保护器

工作原理	安装部位	技术参数			
		波形 (μ s)	通流容量 (KA)	交/直流电 压 (V)	响应时间 (ns)
通过电源浪涌保护器将雷电流的过电压和过电流控制在设备正常的工作范围内。	直流汇流箱	8/20	40	1000	25
	交流汇流箱	8/20	20	385	25
	配电箱	8/20	40	385	25
	并网柜	10/350	60~100	400	100

厂家提供 电源浪涌保护器

工作原理	安装部位	技术参数			
		等级	波形 (μs)	通流容量 (KA)	交/直流电 压 (V)
通过电源浪涌保护器将雷电流的过电压和过电流控制在设备正常的工作范围内。	逆变器内部直流侧	二级	8/20	20	670
	逆变器内部交流侧	二级	8/20	20	510
		三级	8/20	10	510

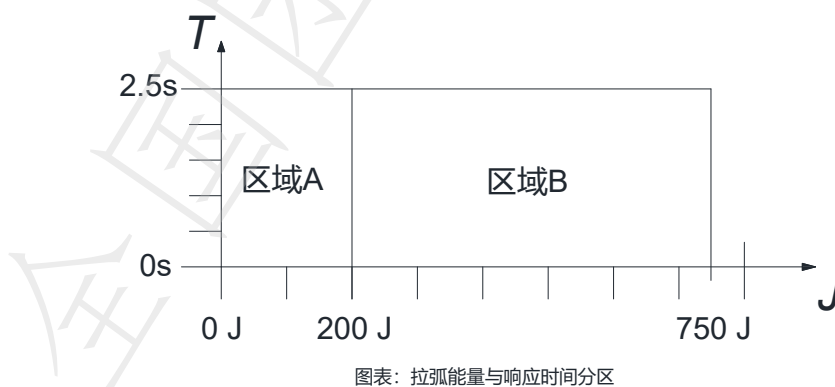
C.4 直流电弧检测及关断技术措施

厂家提供 组串式逆变器

工作原理	技术参数				
	拉弧电流 (A)	拉弧电压 (V)	平均拉弧功率 (W)	电极距离 (mm)	断开时间 (s)
如果出现故障，逆变器可在规定的时间内检测出电弧发生，报警并断开直流端的相关电路。	7	43	300	1.6	2
	7	71	500	4.8	1.5
	14	46	650	3.2	1.2
	14	64	900	6.4	0.8

区域 A: 拉弧关断时间少于 2.5 秒，且关断时的电弧能量不超过 200J

区域 B: 拉弧关断时间少于 2.5 秒，且关断时的电弧能量不超过 750J;



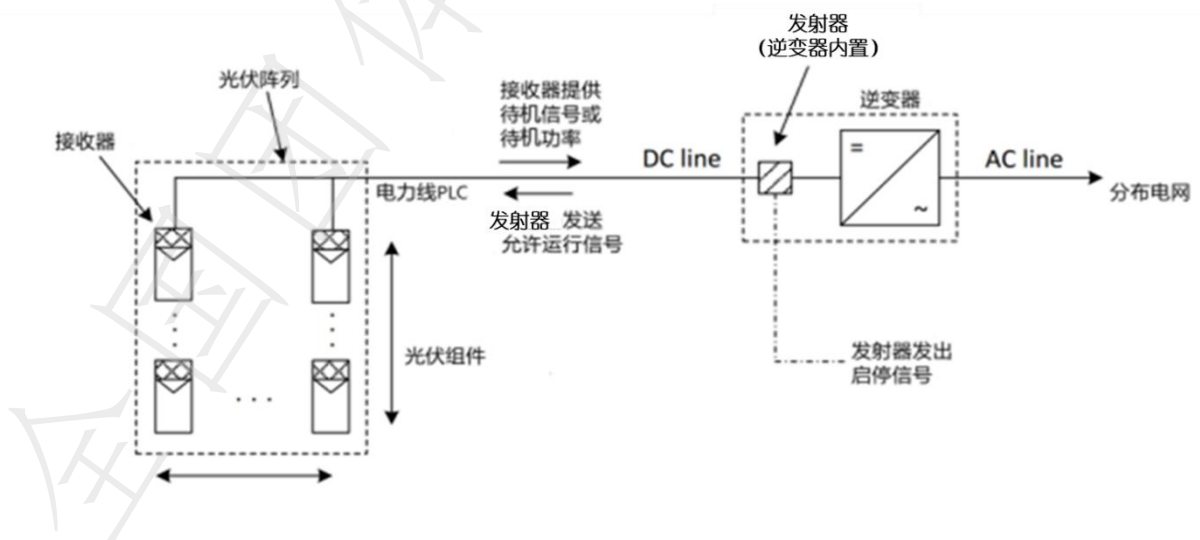
图表：拉弧能量与响应时间分区

厂家提供 组件级关断系统

工作原理	核心部件	技术参数		
		面板最大输入电压 (V)	面板最大输入电流 (A)	组串最大输入电压 (V)
当有火灾、清洗或更换组件时,系统发出指令,可就地或远程关断单一或区域或全部组件,并识别组件位置和状态。	关断接线盒、采集器、控制系统	80	15	1500

技术参数					
输入电压监测允许偏差 (V)	工作温度范围 (°C)	温度监测允许偏差 (°C)	关断后面板电压 (V)	系统数据采集频次 (秒/次)	动作响应时间 (s)
±0.5	-40~85	±2	0	5	7

电路简图



附录 D

(资料性附录)

光伏幕墙供电可靠性技术措施

D.1 逆变器

D.1.1 微型逆变器

参数/型号	YC600 单相	QS1200 单相	YC1000-3 三相	YT280-100 单相	YC650-60 单相
直流工作电压范围 (V)	16~55	16~55	16~55	90~120	45~95
最大直流输入电流 (A)	12×2	12×4	14.8×4	3.3×1	7.3×2
最大输出功率 (W)	600	1200	1130	280	650
额定交流电压/范围 (V)	220/187~270				
可调输出电压范围 (V)	149~278				
额定交流频率/范围 (Hz)	50/47.5~50.5				
可调输出频率范围 (Hz)	45.1~54.9				
输出功率因数	0.8~0.8	0.8~0.8	>0.99	>0.99	>0.99
总谐波畸变率 (%)	<3				
最高转换效率 (%)	96.7	96.7	95.5	95	95
MPPT 效率 (%)	99.5	99.5	99.9	99	99
夜间损耗 (mW)	60	30	300	100	120

D.1.2 组串式逆变器

参数/型号	GW3600D-NS	GW4200D-NS	GW5000D-NS	GW6000D-NS
最大直流输入功率 (W)	4680	5460	6500	7200
最大直流输入电压 (A)	600	600	600	600
MPPT 工作电压范围 (V)	80~550	80~550	80~550	80~550
启动电压 (V)	80	80	80	80
最小并网电压 (V)	120	120	120	120
额定输入电压 (V)	360	360	360	360

最大输入电流 (A)	11/11	11/11	11/11	11/11
最大短路电流 (A)	13.8/13.8	13.8/13.8	13.8/13.8	13.8/13.8
MPPT 路数	2	2	2	2
每路 MPPT 输入路数	1	1	1	1
额定输出功率 (W)	3680	4200	5000	6000
最大视在功率 (VA)	4048	4620	5500	6600
额定输出电压 (V)	220/230	220/230	220/230	220/230
输出电压频率 (Hz)	50/60	50/60	50/60	50/60
最大输出电流 (A)	16	19	22.8	27.3
功率因数	0.8 超前 0.8 滞后	0.8 超前 0.8 滞后	0.8 超前 0.8 滞后	0.8 超前 0.8 滞后
总谐波失真 (%)	<3	<3	<3	<3
最大转换效率 (%)	97.8	97.8	97.8	97.8
欧洲效率 (%)	97.5	97.5	97.5	97.5
工作温度 (°C)	-25~60	-25~60	-25~60	-25~60
相对湿度 (%)	0~100	0~100	0~100	0~100
工作海拔 (m)	≤4000	≤4000	≤4000	≤4000
冷却方式	自然散热	自然散热	自然散热	自然散热
人机交互	LCD 或 LED	LCD 或 LED	LCD 或 LED	LCD 或 LED
通讯	RS485 或 GPRS	RS485 或 GPRS	RS485 或 GPRS	RS485 或 GPRS
重量 (kg)	13	13	13	13
尺寸 (mm)	354*433*147	354*433*147	354*433*147	354*433*147
防护等级	IP65	IP65	IP65	IP65
夜间损耗 (W)	<1	<1	<1	<1
拓扑结构	无变压器型	无变压器型	无变压器型	无变压器型
防孤岛保护	集成	集成	集成	集成
输入反接保护	集成	集成	集成	集成
绝缘阻抗检测	集成	集成	集成	集成

残余电流检测	集成	集成	集成	集成
输出过流保护	集成	集成	集成	集成
输出短路保护	集成	集成	集成	集成
输出过压保护	集成	集成	集成	集成
直流浪涌保护	集成（三级）	集成（三级）	集成（三级）	集成（三级）
交流浪涌保护	集成（三级）	集成（三级）	集成（三级）	集成（三级）

D.2 太阳辐射量

D.2.1 太阳能资源总量及丰富程度等级

程度	GHR (MJ/m ²)	GHR (kWh/m ²)	等级
最丰富	GHR ≥ 6300	GHR ≥ 1750	A
很丰富	5040 ≤ GHR < 6300	1400 ≤ GHR < 1750	B
丰富	3780 ≤ GHR < 5040	1050 ≤ GHR < 1400	C
一般	GHR < 3780	GHR < 1050	D

注：年水平面太阳总辐射量（GHR）

D.2.2 水平面太阳总辐射日总量

单位：MJ/m²

北纬 (° N)	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
55	4.4	8.7	16.4	24.3	30.2	32.8	30.8	25.2	18.1	11.0	5.7	3.0
50	6.8	11.5	18.7	26.0	31.1	33.3	31.7	26.8	20.2	13.6	8.1	5.6
45	9.4	14.5	21.6	27.4	31.9	33.6	32.1	28.3	22.2	14.4	10.9	8.2
40	12.4	17.2	23.0	28.5	32.4	33.7	33.0	29.0	23.9	18.5	13.6	11.1
35	15.0	19.6	24.8	29.4	32.6	32.6	33.1	30.1	25.4	20.6	16.0	13.7
30	17.5	21.7	26.2	30.0	32.6	33.3	32.9	30.6	26.8	22.6	18.4	16.1
25	19.8	23.6	27.3	30.3	32.2	32.8	32.5	30.7	27.9	24.4	20.6	18.4
20	21.8	25.2	28.3	30.3	31.6	32.0	31.7	30.6	28.7	26.0	22.6	20.7
15	23.7	26.6	29.1	30.1	30.8	30.9	30.8	30.3	29.4	27.2	24.4	22.6
10	25.4	27.8	29.7	29.8	29.7	29.5	29.6	29.8	29.8	28.2	26.0	24.6

5	27.7	28.7	30.1	29.4	28.5	28.0	28.3	29.0	29.9	29.1	27.5	26.4
0	28.4	29.4	30.2	28.7	27.1	26.4	26.8	28.2	29.7	29.7	28.7	28.0

D. 2. 3 不同地区全年功率最大化的适宜倾斜度

城市	纬度 ϕ ($^{\circ}$)	斜面日均辐射量 (kJ/m^2)	日辐射量 (kJ/m^2)	独立系统推荐倾角 ($^{\circ}$)	并网系统推荐倾角 ($^{\circ}$)
哈尔滨	45.68	15835	12703	$\phi+3$	$\phi-3$
长春	43.9	17127	13572	$\phi+1$	$\phi-3$
沈阳	41.7	16563	13793	$\phi+1$	$\phi-8$
北京	39.8	18035	15261	$\phi+4$	$\phi-7$
天津	39.1	16722	14356	$\phi+5$	$\phi-3$
呼和浩特	40.78	20075	16574	$\phi+3$	$\phi-3$
太原	37.78	17394	15061	$\phi+5$	$\phi-6$
乌鲁木齐	43.78	16594	14464	$\phi+12$	$\phi-3$
西宁	36.75	19617	16777	$\phi+1$	$\phi-1$
兰州	36.05	15842	14966	$\phi+8$	$\phi-9$
银川	38.48	19615	16553	$\phi+2$	$\phi-2$
西安	34.3	12952	12781	$\phi+14$	$\phi-5$
上海	31.17	13691	12760	$\phi+3$	$\phi-7$
南京	32	14207	13099	$\phi+5$	$\phi-4$
合肥	31.85	13299	12525	$\phi+9$	$\phi-5$
杭州	30.23	12372	11668	$\phi+3$	$\phi-4$
南昌	28.67	13714	13094	$\phi+2$	$\phi-6$
福州	26.08	12451	12001	$\phi+4$	$\phi-7$
济南	36.68	15994	14043	$\phi+6$	$\phi-2$
郑州	34.72	14558	13332	$\phi+7$	$\phi-3$
武汉	30.63	13707	13201	$\phi+7$	$\phi-6$
长沙	28.2	11589	11377	$\phi+6$	$\phi-6$
广州	23.13	12702	12110	$\phi+0$	$\phi-1$
海口	20.03	13510	13835	$\phi+12$	$\phi-3$
南宁	22.82	12734	12515	$\phi+5$	$\phi-4$
成都	30.67	10304	10392	$\phi+2$	$\phi-8$
贵阳	26.58	10235	10327	$\phi+8$	$\phi-8$
昆明	25.02	15333	14194	$\phi+0$	$\phi-1$
拉萨	29.7	24151	21301	$\phi+0$	$\phi+2$

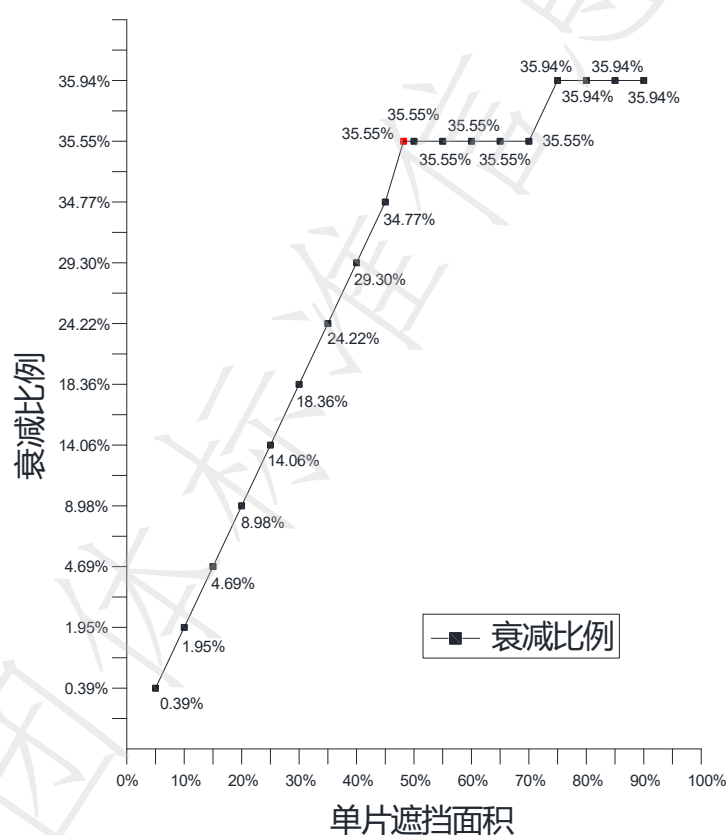
D.3 阴影遮挡

D.3.1 组串式逆变器阴影扫描技术措施（厂家提供）

组串式逆变器的阴影扫描功能

阴影扫描：

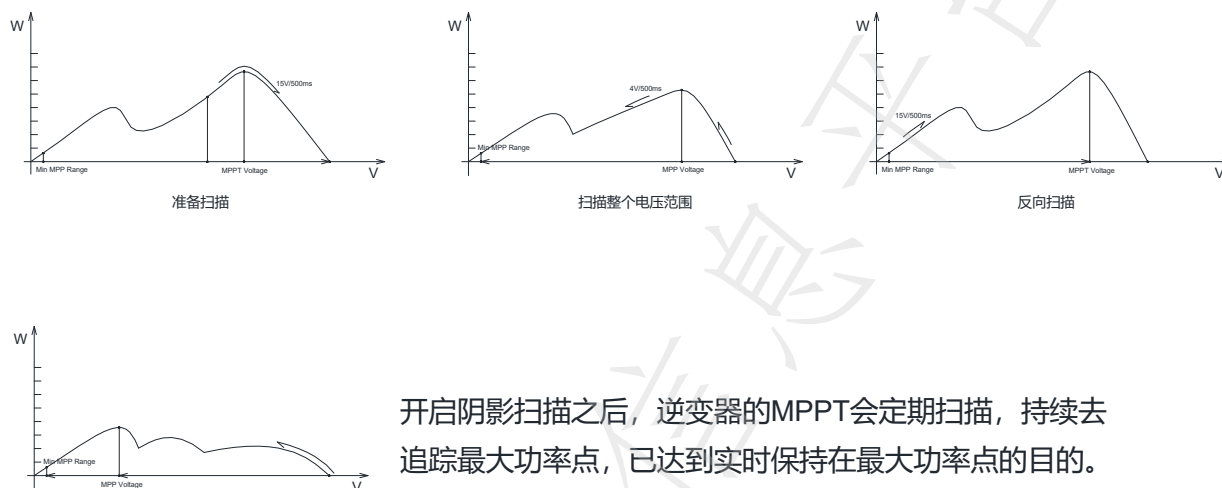
阴影扫描时经常遇到的一个问题，对光伏的发电性能占主导地位，组件的 iV 输出特性在阴影的影响下会呈现多个马鞍形，由于逆变器的 MPPT 跟踪电压范围有限以及算法的局限性，会给方阵组串的实际 MPPT 电压带来偏移，继而带来发电量损失。



通过使用 PVSYST 软件的 PV MODULE 小工具，以多晶组件为例，可以得到 STC 下单片电池不同遮挡比例下的功率输出，从上可知当遮挡面积小于 47% 时旁路二极管未开启， P_m 输出和 I_m 大小随遮挡面积基本呈线性下降趋势，而在 47% 时两者发生了转折，因为此时被遮挡所在电池串的旁路二极管被正向导通，该串电池被短路，旁路后整个组件的 V_m 降低了三分之一，即在 20V 左右，而电流 I_m 变为未遮挡电池的正常工作电流，通过模拟得出的 P_m 和遮挡面积的

关系较符合实际室内太阳能模拟器的阴影遮挡测试结果。因此当发生局部阴影时势必会拉低整个组串的 V_m ，对逆变器的最大功率点跟踪带来影响。

阴影扫描图形



D. 3. 2 优化器技术措施

厂家提供 功率优化器

工作原理	技术参数		
	组件最大功率 (W _p)	最大功率点跟踪范围 (VCD)	工作电压范围 (VCD)
该产品采用组件级独立的MPPT功能，可使光伏系统发电量提高 5%-25%，适用于新建电站及既有电站的改造；功率优化器系统可通过智能网络对每块组件进行实时监控。	375×2	16~40	15~50

技术参数		
最大输入电流 (A)	最大输出电压 (VDC)	最大输出电流 (A)
12×2	90	12

D. 3.3 微型逆变器技术措施

厂家提供 微型逆变器

工作原理	技术参数		
	最大功率点跟踪范围 (VDC)	直流端口工作电压范围 (VDC)	可调输出电压范围 (V)
对每个输入电压小于 120VDC 的输入端口进行独立的 MPPT 跟踪，避免短板效应，可以有效提升发电量。	16~120	16~120	149~278V

电路简图

