

引用格式: LIAO Dongjin, HUANG Zhiping, LU Yan, et al. Optimization of Solar Radiation Model for Bifacial PV Modules [J]. Acta Photonica Sinica, 2021, 50(3):0312003

廖东进,黄志平,卢艳,等. 双面太阳能组件辐照度模型的优化[J]. 光子学报, 2021, 50(3):0312003

双面太阳能组件辐照度模型的优化

廖东进¹, 黄志平^{1,2}, 卢艳¹, 方晓敏¹, 黄云龙¹

(1 衢州职业技术学院 信息工程学院, 浙江 衢州 324000)

(2 河北大学 新能源光电器件国家地方联合工程实验室, 河北 保定 071002)

摘要: 为有效分析固定倾斜安装的多排双面太阳能组件背面辐照度, 通过视觉因子辐照度模型分析, 将行间距为 D 的地面划分为 n 段, 并区分阴影区和非阴影区, 经过对地面接收散射辐照度的视觉因子, 及各电池接收地面反射视觉因子的修正, 实现了组件背面辐照度模型改进。模拟与实验结果表明: 在某晴朗天气下, 倾斜角为 26° , 离地高度为 1.5 m, 行间距为 4 m, 组件长度为 1.7 m, 地面反射率为 30% 时, 双面组件获取的总辐照度较单面组件增益为 18.98%, 模型与测量辐照度误差为 0.68%。

关键词: 光学测量; 太阳辐照度; 视觉因子; 太阳能电池; 倾斜角; 反射率; 双面

中图分类号: TM615

文献标识码: A

doi: 10.3788/gzxb20215003.0312003

Optimization of Solar Radiation Model for Bifacial PV Modules

LIAO Dongjin¹, HUANG Zhiping^{1,2}, LU Yan¹, FANG Xiaomin¹, HUANG Yunlong¹

(1 College of Information Engineering, Quzhou College of Technology, Quzhou, Zhejiang 324000, China)

(2 National-Local Joint Engineering Laboratory of New Energy Photoelectric Devices, Hebei University, Baoding, Hebei 071002, China)

Abstract: For the purpose of effective analysis on rear irradiance of multi-row bifacial photovoltaic module arrays fixed with constant slope angle, a key operation for modifying back side irradiance model of bifacial photovoltaic modules in existence is that a distance of D is divided into n segments with distinguishing shaded and unshaded regions. Subsequently, modified model is achieved by optimizing view factors of diffusion irradiance and reflective irradiance. The simulation and experiments results show that the total radiation of bifacial photovoltaic modules obtained a gain of 18.98% relative to single photovoltaic modules in the condition of a clear weather, together with the slope angle of 26° , the height from the ground of 1.5 m, the distance between rows of 4 m, the length of the module of 1.7 m, and the reflectivity of the ground of 30%. Moreover, the irradiance gain error could be controlled only 0.68% in the condition of aforementioned.

Key words: Optical measurement; Solar radiation; View factor; Solar cells; Slope angle; Reflectivity; Bifacial

OCIS Codes: 120.5630; 120.5700; 120.5820; 040.5350

0 引言

双面太阳能组件不同于单面组件, 它不仅可以从正面获取太阳辐照, 还可以从背面获取太阳辐射, 以此提高组件发电功率^[1-3]。近几年, 双面太阳能组件技术不断完善和成熟, 已得到了大规模的应用^[4-8]。

基金项目: 浙江省公益技术应用研究计划项目(No. LGG19F040001)

第一作者: 廖东进(1979—), 男, 副教授, 学士, 主要研究方向为光伏发电技术。Email: liaodongjin@126.com

通讯作者: 黄云龙(1962—), 男, 教授, 主要研究方向为光伏电站设备控制。Email: Hy10570@126.com

收稿日期: 2020-09-30; 录用日期: 2020-12-08

<http://www.photon.ac.cn>

为准确评估双面太阳能组件的发电增益,国内外学者从双面太阳能组件的辐照度模型方面进行了研究。HANSEN C W^[9]、YUSUFOGLU U A^[10]、SHOUKRY I^[11]等利用热传输理论视觉因子分析了行间距、组件离地高度、倾斜角、地面反射率对组件背面辐照度的影响。CHUDINZOW D^[12]、PELAEZ S A^[13]等利用光线追踪视觉因子辐照度模型,分析了太阳直射(Direct Normal Irradiance, DNI)、天空散射(Diffused Horizontal Irradiance, DHI)、地面反射(Ground-reflected irradiance, GRI)对固定倾斜安装的双面太阳能组件背面辐照度的影响。APPELBAUM J^[14]研究了垂直和固定倾斜安装的双面太阳能组件年吸收辐照度双面增益,由于地面没有区分阴影和非阴影区,在多排双面太阳能组件阵列中,因组件阵列的遮挡,除对到达地面各点的DNI产生影响外,对地面各点接收DHI也产生了影响,如使用水平总辐照度表示地面接收辐照度,会严重高估组件背面接收辐照度,模拟分析表明,模型与测量的双面总辐照度误差为11.62%。

为有效评估固定倾斜安装的双面太阳能组件辐照度,本文首先利用视觉因子方法,分析组件正面和背面接收的DNI、DHI、GRI;其次,针对组件背面接收到地面反射辐照度,将行间距为 D 的地面细分 n 段,通过各段地面接收天空散射视觉因子,以及地面阴影和非阴影区标注,计算各段地面接收辐照度;然后通过组件背面各太阳能电池接收每段地面反射视觉因子,计算组件背面各太阳能电池接收地面反射辐照度。

1 视觉因子辐照度模型

根据双面太阳能组件辐照度获取来源,其正面和背面总辐照度均由DNI、DHI和GRI等三部分组成;其中GRI包括了到达地面的DNI和DHI^[12]。双面太阳能组件的辐照度获取如图1所示。

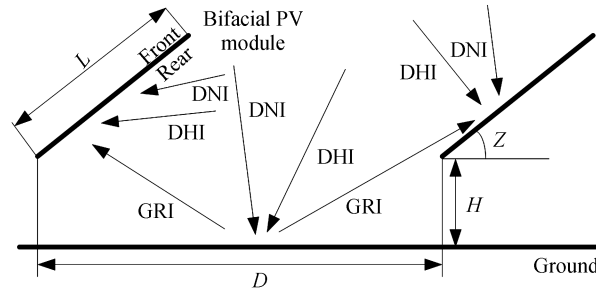


图1 双面组件辐照度模型

Fig. 1 Irradiance models for bifacial photovoltaic

视觉因子辐照度模型是计算接收面获取辐照度的模型方法^[13],基于某个面(或点)发射光的各向同性原理,用接收面(或点)所能接收发射光的视场空间比值(即视觉因子,值在0~1之间),乘以反射光的辐照度计算得到。所以,双面光伏组件正面总辐照度 Q_{front} 和背面总辐照度 Q_{rear} 可以表示为别为^[14]

$$Q_{\text{front}} = \cos\theta_i \cdot Q_{\text{DNI}} + F_{\text{DHI} \rightarrow \text{F}} \cdot Q_{\text{DHI}} + F_{\text{GRI} \rightarrow \text{F}} \cdot \rho \cdot Q_{\text{GRI}} \quad (1)$$

$$Q_{\text{rear}} = \cos\theta_r \cdot Q_{\text{DNI}} + F_{\text{DHI} \rightarrow \text{R}} \cdot Q_{\text{DHI}} + F_{\text{GRI} \rightarrow \text{R}} \cdot \rho \cdot Q_{\text{GRI}} \quad (2)$$

式中, Q_{DNI} 为水平直射辐照度; Q_{DHI} 为水平散射辐照度; Q_{GRI} 为水平总辐照度(Q_{DNI} 与 Q_{DHI} 的和),表示地面接收的总辐照度; θ_i 为DNI在组件正面的入射角, θ_r 为DNI在背面的入射角(直射光与平面法线夹角); $F_{\text{DHI} \rightarrow \text{F}}$ 表示组件正面接收DHI的视觉因子; $F_{\text{GRI} \rightarrow \text{F}}$ 表示组件正面接收GRI的视觉因子; $F_{\text{DHI} \rightarrow \text{R}}$ 表示组件背面接收DHI的视觉因子; $F_{\text{GRI} \rightarrow \text{R}}$ 表示组件背面接收GRI的视觉因子; ρ 表示地面反射率。

从DNI对组件正面和背面的贡献来看,对于北半球固定倾斜安装的光伏发电系统, θ_i 基本在0~90°之间,而 θ_r 基本大于90°;只有夏、秋季节,且在太阳高度角 α 较小时(早晨或傍晚), θ_r 才可能小于90°,组件背面才能接收到直射辐照度,所以DNI对组件正面辐照度影响较大,而对组件背面辐照度影响很小。

对于固定倾斜角 Z 安装的双面太阳能组件阵列,设组件阵列长度为 L ,两排组件阵列行间距为 D ,如图1所示,各视觉因子可表示为^[14]

$$F_{\text{GRI} \rightarrow \text{F}} = F_{\text{DHI} \rightarrow \text{R}} = \frac{L + D - \sqrt{(D + L \cdot \cos Z)^2 + (L \cdot \sin Z)^2}}{2L} \quad (3)$$

$$F_{\text{DHI} \rightarrow \text{F}} = F_{\text{GRI} \rightarrow \text{R}} = \frac{L + D - \sqrt{(D - L \cdot \cos Z)^2 + (L \cdot \sin Z)^2}}{2L} \quad (4)$$

从式(3)、(4)可以看出,组件背面接收DHI和组件正面接收GRI的视觉因子一致,其值相对较小;组件正面接收DHI和组件背面接收GRI的视觉因子一致,其值相对较大,所以组件正面辐照度主要由直射辐照度和天空散射辐照度贡献,组件背面辐照度主要由地面反射辐照度贡献。

在上述组件背面辐照度计算中,地面接收的总辐照度为水平总辐照度 Q_{GRI} ,且认为两排组件之间的所有地面辐照度一样。但在实际多排光伏组件阵列电站中,由于组件阵列面对DNI遮挡,会在组件下方地面产生阴影和非阴影区域,且区域位置、面积大小会随着太阳方位角、高度角的变化而变化,且在阴影区域DNI对地面接收辐照度几乎无贡献;另外上述视觉因子辐照度模型忽略组件离地高度 H ,不能有效评估组件下方地面接收DHI不均性分布特点,以及组件背面接收地面反射的范围,所以该视觉因子辐照度模型可能会高估地面反射到组件背面的辐照度。

2 地面反射辐照度模型修正

从上述分析来看,为准确评估组件背面获取的地面反射辐照度,需要对地面反射辐照度模型进行修正,其中包括了多行组件阵列之间的地面接收射辐照度和组件背面接收地面反射辐照度的模型修正。

2.1 地面接收射辐照度模型修正

由于组件阵列对DNI的遮挡,组件下方地面形成了阴影区 D_{sh} 和非阴影区 D_{nsh} , D_{sh} 的地面辐照度主要由DHI贡献; D_{nsh} 的地面辐照度除DHI贡献外,还包括DNI的贡献^[12]。为了有效评估各距离点地面接收到的辐照度,首先将两排组件正下面地面等比例划分 n 段(如 $n=100$);然后根据光伏阵列的长度 L 、方位、站点位置(纬度、经度)和时间,计算太阳位置和组件阵列在地面的投影,以此确定每段地面是否被遮挡;最后,通过每段地面接收天空散射的视觉因子分析,计算每段地面接收辐照度 $Q_{\text{GRI},n}$,可表示为^[13]

$$Q_{\text{GRI},n} = K \cdot Q_{\text{DNI}} + F_{\text{sky},n \rightarrow \text{g}} \cdot Q_{\text{DHI}} \quad (5)$$

式中, K 为直射辐照度系数,如果地面被遮挡, K 为0(忽略组件、电池之间的间隙);如果地面未被遮挡, K 为太阳天顶角 θ_z 的余弦值。 $F_{\text{sky},n \rightarrow \text{g}}$ 为第 n 段地面接收天空散射的视觉因子,其获取如图2所示,可表示为^[15]

$$F_{\text{sky},n \rightarrow \text{g}} = (\cos \theta_{n1} - \cos \theta_{n2}) / 2 \quad (6)$$

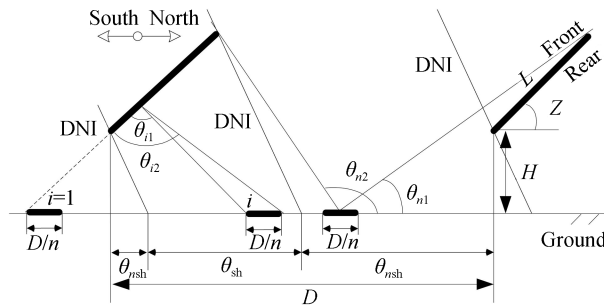


图2 地面反射辐照度模型

Fig. 2 Irradiance models for ground reflection

$F_{\text{sky},n \rightarrow \text{g}}$ 视觉因子与双面太阳能组件安装的倾斜角 Z 、组件阵列长度 L 、行间距 D 、离地高度 H 等参数相关,与时间、安装位置无关,即与给定安装结构的双面太阳能组件阵列相关, $F_{\text{sky},n \rightarrow \text{g}}$ 仅计算一次。如图3所示,设 n 为40,组件长度 L 为1.7 m,行间距 D 为4 m,离地高度 H 为0~2 m,当倾斜角 Z 分别为30°和15°时, $F_{\text{sky},n \rightarrow \text{g}}$ 视觉因子的平均值分别为0.592和0.572;当离地高度 H 为0~2 m,倾斜角 Z 为30°,行间距 D 为3 m时,散射视觉因子平均值为0.473。但对于相同行间距 D 、倾斜角 Z 的光伏阵列,不同的离地高度 H ,虽然散射视觉因子的平均值一样,但行间距 D 上各距离点的 $F_{\text{sky},n \rightarrow \text{g}}$ 不同,即不同距离点地面接收散射辐照度是不均匀的。

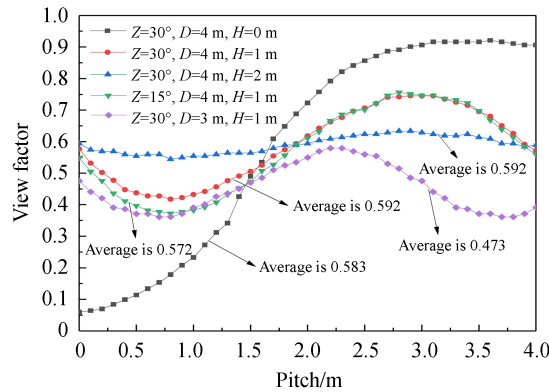


图3 散射接收视觉因子

Fig. 3 The view factor of diffuse acceptance

2.2 组件背面接收地面反射辐照度的模型修正

对于组件背面各电池接收到的地面反射辐照度 $Q_{\text{rear.ref}}$, 计算方法如图2所示。以 D/n 的间距, 将太阳能组件背面接收反射辐照度的地面划分为 m 段 (m 的数量与组件倾斜角 Z 、行间距 D 、离地高度 H 、电池位于组件的位置等参数相关), 那么组件背面每个电池接收到的地面反射辐照度为每段地面辐照度、地面反射率及电池接收每段地面反射视觉因子的乘积之和, 即

$$Q_{\text{rear.ref}} = \sum_{i=1}^m \rho \cdot F_{g.i \rightarrow r} \cdot Q_{\text{GRI},i} \quad (7)$$

式中, $F_{g.i \rightarrow r}$ 为电池接收第 i 段地面反射视觉因子, 可表示为

$$F_{g.i \rightarrow r} = (\cos\theta_{i1} - \cos\theta_{i2})/2 \quad (8)$$

图4为倾斜角为 26° 、组件长度 L 为 1.7 m、行间距 D 为 4 m、离地高度 H 分别为 0.5 m 和 2 m 时, 组件背面的底部、中部、顶部三个测量点的各段地面反射视觉因子分布情况 ($n=40, m=100$)。

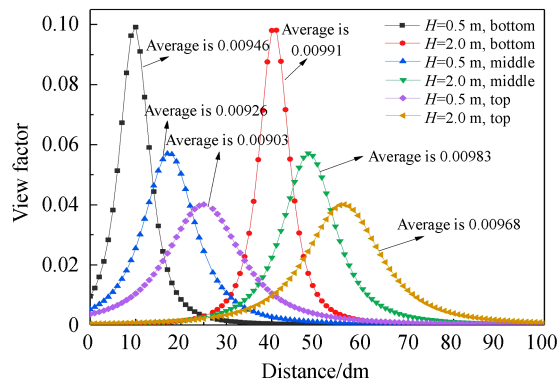


图4 地面反射视觉因子

Fig. 4 The view factor of ground reflection

在图4中, $n=40$, 即以 1 dm 的地面间距为一段; $m=100$, 表示电池所能接收地面反射的最南地面端为起点, 向北连续取 100 段。从图4可知, 各电池接收的平均视觉因子, 离地高度 H 越大值越大; 相同离地高度 H 下, 组件底部电池视觉因子最高, 组件顶部电池视觉因子最小; 离地高度 0.5 m 的组件底部电池主要接收从最南地面为起点约 10 dm 地段的的地面反射辐照度; 而离地高度 2 m 的组件底部电池主要接收从最南地面为起点约 40 dm 地段的的地面反射辐照度。

3 辐照度模型模拟与验证

通过对视觉因子双面太阳能组件辐照度模型分析, 以及地面反射辐照度模型修正, 以 QUZHOU (纬度 28.80 , 经度 118.80) 气象数据为测试对象, 搭建一个共 3 排 6.51 kW 的固定倾斜安装的双面太阳能组件阵列发电系统, 其中, $Z=26^\circ, D=4 \text{ m}, H=1.5 \text{ m}, \rho=30\%$, 为减小组件阵列边缘周围环境辐照度影响, 对中间

排、中间位置组件进行了正面和背面辐照度测试试验,测试平台如图5所示。



图5 辐照度测试平台

Fig. 5 Measurement set-up for irradiance

3.1 双面太阳能组件正面辐照度

从式(1)、(3)、(4)可知,固定倾斜安装的双面太阳能组件阵列,正面获取的辐照度主要由DNI和DHI贡献,GRI对总辐照度影响较小。图6为在某晴朗天气下的双面太阳能组件正面辐照度的测量与模型分析比较。

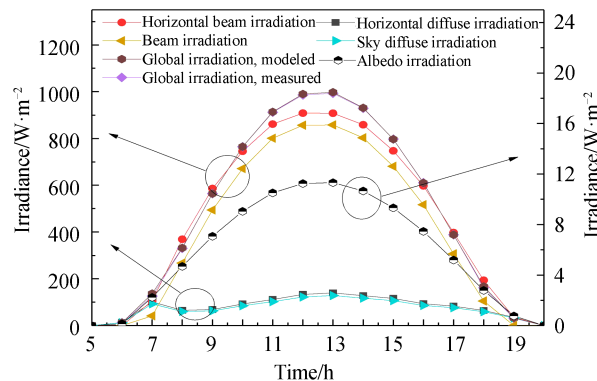


图6 正面辐照度

Fig. 6 Irradiances for front surfaces

从图6可知,在该晴朗天气下,双面太阳能组件正面获取的辐照度中,模型直射辐照度占斜面总辐照度的84.16%,模型散射辐照度占斜面总辐照度的15.84%,模型地面反射辐照度仅占斜面总辐照度的1.13%。模型斜面日总辐照度为 $7.639 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}$,测量斜面日总辐照度为 $7.608 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}$,模型分析值与测量值相对误差为0.41%,可见该视觉因子模型可以较好地描述双面太阳能组件的正面辐照度。

3.2 地面接收辐照度

在改进型地面接收辐照度模型中,辐照度由DNI、DHI贡献。将两排组件行间距为 D 的地面划分为 n 段,每段地面根据组件阵列的阴影投影被标注为阴影和非阴影区,并根据每段地面接收天空散射的视觉因子,分别计算每段地面的总辐照度。图7为某晴朗天气下,8:00和11:00时,离地高度 H 分别为0.5 m和2 m的每段地面辐照度分布图,其中 $n=40$ 。

从图7可知,在某时刻,每段地面辐照度不都相同,离地高度 H 越高,地面平均辐照度越大。如在8:00时,离地高度 H 为0.5 m,地面平均辐照度为 $286 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$,但在行间距 D 为0~1.2 m时,由于组件阵列的阴影

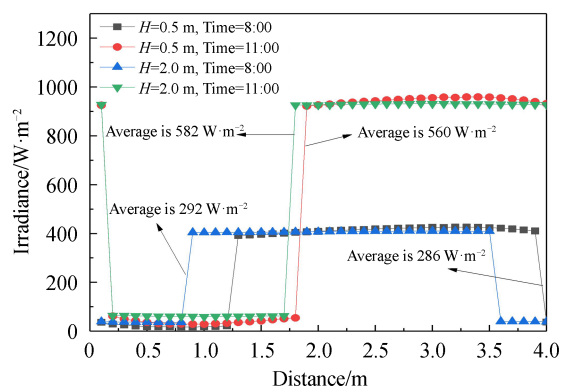


图7 地面辐照度分布

Fig. 7 Ground irradiance distribution

遮挡,实际地面仅接收天空散射辐照度,接收辐照度约为 $20 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$;而在行间距 D 为 $1.3\sim 3.9 \text{ m}$ 时,由于组件阵列未遮挡太阳直射光,实际地面接收天空散射辐照度和太阳直射辐照度,接收辐照度约为 $410 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$,如果以水平总辐照度表示各段地面接收辐照度的双面太阳组件辐照度模型来分析组件背面获取的地面反射辐照度,显然会提高背面辐照度的获取。

3.3 组件背面辐照度

从式(2)~(4)可知,固定倾斜安装的双面太阳能组件阵列,背面获取的太阳辐照度主要由地面反射贡献。在改进型地面反射辐照度模型中,通过某个电池接收每段地面视觉因子、地面接收辐照度、地面反射率的乘积计算,得到对应的背面辐照度。图8为某晴朗天气下,组件背面辐照度的测量与模型分析比较。

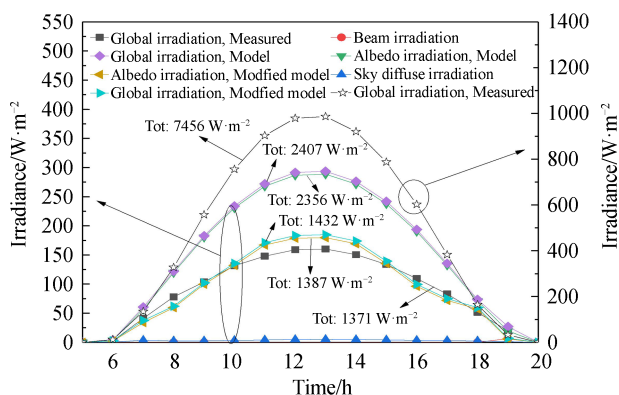


图8 背面辐照度

Fig. 8 Irradiances for back surfaces

从图8可知,在该晴朗天气下,通过实地测量,双面太阳能组件的背面日辐照度为 $1371 \text{ Wh}\cdot\text{m}^{-2}$,正面日辐照度为 $7456 \text{ Wh}\cdot\text{m}^{-2}$,背面日辐照度约占组件双面总辐照度的 15.38% ,较单面组件辐照增益为 18.17% 。在背面辐照度模型改进前,将水平总辐照度作为地面接收辐照度,背面日总辐照为 $2407 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$,较单面组件辐照增益为 31.90% ,模型与测量的双面总辐照度误差为 11.62% ;而采用改进地面反射辐照度模型,背面日总辐照为 $1432 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$,较单面组件辐照增益为 18.98% ,模型与测量的双面总辐照度误差为 0.68% ,较改进前辐照增益精度得到较好的提升。另外,在背面辐照度获取过程中,天空散射辐照度和直射辐照度影响较小,分别仅占背面辐照度的 3.13% 和 0.45% 。

3.4 年辐照度增益分析

从式(4)、(6)、(8)和图2可知,固定倾斜安装的双面太阳能组件阵列的倾斜角 Z 会影响正面的散射视觉因子及背面的地面反射视觉因子,影响地面接收散射辐照度的视觉因子和组件背面接收地面辐照度的范围,最终影响组件背面获取的地面反射辐照度;同时,组件长度 L 、行间距 D 也影响正面天空散射视觉因子、地面各点接收辐照度视觉因子,以及背面地面反射视觉因子。从文献[10]、[11]可知,当双面太阳能组件倾

斜角比单面最佳倾斜角提高 $2\sim 5^\circ$,离地高度 H 在 2 m 以上,行间距 D 尽可能大,双面太阳能组件阵列可获取较大辐照度。图9为 $Z=26^\circ$ (单面组件阵列最佳倾斜角 22°), $H=1.5\text{ m}$, $D=4\text{ m}$, $L=1.7\text{ m}$, $\rho=30\%$ 时的月辐照度增益分布。

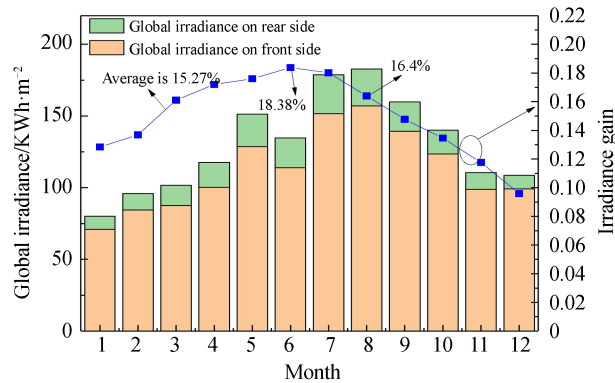


图9 月辐照度增益

Fig. 9 Monthly irradiances gain

从图8可知,双面太阳能组件阵列的正面年总辐照为 $1\ 355.38\text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}$,背面年总辐照为 $207.01\text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}$,较单面组件年辐照增益为 15.27% 。其中,8月总辐照度最高,正面总辐照为 $157.1\text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}$,背面总辐照为 $25.8\text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}$,较单面组件辐照增益为 16.4% ,6月份月辐照增益最高,达到 18.38% 。

4 结论

在固定倾斜安装的基于视觉因子的双面太阳能组件辐照度模型中,正面和背面总辐照度均由太阳直射、天空散射和地面反射等三部分贡献。针对双面太阳能组件背面获取的地面反射辐照度,在视觉因子的背面辐照度改进模型中,首先将地面细分 n 段,通过每段地面接收天空散射视觉因子,以及阴影和非阴影区标注,计算各段地面接收辐照度;然后通过组件各电池接收每段地面反射视觉因子分析,计算组件电池接收到地面反射辐照度。通过模拟分析与实验验证,在衢州地区,某晴朗天气下, $Z=26^\circ$, $H=1.5\text{ m}$, $D=4\text{ m}$, $L=1.7\text{ m}$, $\rho=30\%$ 时,双面太阳能组件较单面组件辐照增益为 18.98% ,模型与测量的双面总辐照度误差为 0.68% 。该模型比改进前视觉因子辐照度模型在辐照度增益精度上得到了较好的改进,为双面太阳能组件的合理应用及安装方式提供了理论支持。

参考文献

- [1] ZHANG Z, WU M, LU Y, et al. The mathematical and experimental analysis on the steady-state operating temperature of bifacial photovoltaic modules[J]. *Renewable Energy*, 2020, 155(3): 658-668.
- [2] LEDESMA J R, ALMEIDA R H, MARTINEZ M F, et al. A simulation model of the irradiation and energy yield of large bifacial photovoltaic plants[J]. *Solar Energy*, 2020, 206(8): 522-538.
- [3] NUSSBAUMER H, KLENK M, MORF M, et al. Energy yield prediction of a bifacial PV system with a miniaturized test array[J]. *Solar Energy*, 2019, 179(2): 316-325.
- [4] NUSSBAUMER H, JANSSEN G, BERRIAN D, et al. Accuracy of simulated data for bifacial systems with varying tilt angles and share of diffuse radiation[J]. *Solar Energy*, 2020, 197(2): 6-21.
- [5] KOPECEK R, LIBAL J. Towards large-scale deployment of bifacial photovoltaics [J]. *Nature Energy*, 2018, 3(6): 443-446.
- [6] CHUDINZOW D, KLENK M, ELTROP L. Impact of field design and location on the techno-economic performance of fixed-tilt and single-axis tracked bifacial photovoltaic power plants[J]. *Solar Energy*, 2020, 207(9): 564-578.
- [7] DELINE C, PELAEZ S A, MACALPINE S, et al. Estimating and parameterizing mismatch power loss in bifacial photovoltaic systems[J]. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2020, 28(7): 691-703.
- [8] CHUDINZOW D, KLENK M, ELTROP L. Impact of field design and location on the techno-economic performance of fixed-tilt and single-axis tracked bifacial photovoltaic power plants[J]. *Solar Energy*, 2020, 207(9): 564-578.
- [9] HANSEN C W, DELINE C, MACALPINE S, et al. Analysis of irradiance models for bifacial PV modules[J]. *IEEE Electron Device Letters*, 2015, 36(10): 138-143.
- [10] YUSUFOGLU U A, PLETZER T M, KODUVELIKULATHU L J, et al. Analysis of the annual performance of

- bifacial modules and optimization methods[J]. IEEE Journal of Photovoltaics, 2015, 5(1): 320 - 328.
- [11] SHOUKRY I, LIBAL J, KOPECEK R, et al. Modelling of bifacial gain for stand-alone and in-field installed bifacial PV modules[J]. Energy Procedia, 2016, 92(8): 600-608.
- [12] CHUDINZOW D, HAAS J, DIAZ-FERRAN G, et al. Simulating the energy yield of a bifacial photovoltaic power plant [J]. Solar Energy, 2019, 183(5): 812-822.
- [13] PELAEZ S A, DELINE C, MACALPINE S M, et al. Comparison of bifacial solar irradiance model predictions with field validation[J]. IEEE Journal of Photovoltaics, 2018, 9(1): 82-88.
- [14] APPELBAUM J. Bifacial photovoltaic panels field[J]. Renewable Energy, 2016, 85(1): 338-343.
- [15] MARION B, MACALPINE S, DELINE C, et al. A practical irradiance model for bifacial PV modules [C]. Washington: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2017: 1537-1542.