

光伏组件温度分布及其功率预测模型研究

冯钰贻, 曾弋凡, 丁慕琛, 顾欣宇, 王子轩, 李英峰, 李美成

(华北电力大学新能源学院, 北京 102206)

摘要: 为解决不断发展的大规模光伏发电接入电网后带来的调度问题, 该文基于流体力学与热力学理论, 提出一种用于预测光伏组件温度分布及其功率的模型。与传统的基于大数据与神经网络预测组件表面平均温度的方法相比, 该模型一方面不依赖于历史测量数据, 缺少相关数据也不妨碍其高精度的预测; 另一方面可预测光伏组件表面的温度分布, 并据此预测功率, 具有更高的预测准确度。

关键词: 太阳能; 太阳能电池; 光伏组件; 风速; 温度分布; 预测模型

中图分类号: TM615

文献标志码: A

0 引言

为应对全球气候变暖、生态环境的逐步退化以及传统能源的枯竭等相关问题, 中国确立了“碳达峰, 碳中和”的战略目标, 明确了新能源发电的主体作用^[1-3]。在这样的背景下, 光伏发电作为新能源发电的重要组成部分也受到前所未有的关注^[4-6]。但与化石能源的稳定性相比, 太阳能天然地存在波动性、间歇性、不可预测性等问题。同时, 大量光伏发电系统接入电网对电力系统的合理调度、安全稳定运行和电能质量等带来严峻挑战。因此, 开发准确可靠的光伏组件功率预测模型对解决上述问题至关重要。

光伏组件的输出功率受到很多因素影响^[7-8]。国内外学者已建立许多关于环境因素对光伏组件输出功率影响的预测模型。但这些模型很少有考虑风速的影响, 尤其是瞬时变化的风速^[8]。风速会对光伏组件的冷却模式造成影响, 从而影响光伏组件的运行状态与输出功率^[9-11]。此外, 在有关外界因素对光伏组件运行工况影响的计算中, 几乎所有研究者都将一块光伏组件当作均质的整体而对待^[12-15], 得出的结果是某种意义上平均的结果, 这种结果难以满足目前工程上对组件故障诊断精确性、功率预测准确性的要求。

针对当前研究的不足, 本文提出一种基于流体力学与热力学理论预测光伏组件表面温度空间分布及其功率的模型。通过对光伏组件换热过程的研究建立光伏组件传热系数的函数; 通过模拟软件仿真分析不同风速下光伏组件近表面处的风场分布; 通过划分网格, 利用能量平衡方程建立关于光伏面板温度的线性方程组, 并利用 Matlab 进行求解, 生成温

度的二维分布图; 在此基础上, 充分考虑温度等环境因素对光伏组件的影响, 并根据光伏组件的伏安特性求解出光伏组件的功率。以上的研究对建立更加完善的仿真模型, 设计相关的实际实验提供了新的思路与新的方向, 以期为未来进一步的研究奠定基础。

1 光伏组件伏安特性

太阳能电池的等效电路如图 1 所示^[16], 其包含电流源、二极管、并联电阻 R_{sh} 、串联电阻 R_s 和负载电阻。根据基尔霍夫定律, 流经负载的电流密度 J 可表示为:

$$J = J_{sc} - J_{dark} - J_{sh} \quad (1)$$

式中: J ——电流密度, A/m^2 ; J_{sc} ——短路电流密度, 即电流源的输出电流密度, 也可用光生电流密度 J_{ph} 表示, A/m^2 ; J_{dark} ——通过二极管的暗电流密度, A/m^2 ; J_{sh} ——流经并联电阻 R_{sh} 的电流密度, A/m^2 。

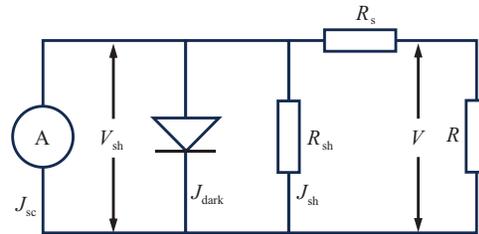


图 1 太阳能电池等效电路

Fig. 1 Equivalent circuit of solar cell

暗电流密度 J_{dark} 根据肖克莱方程可得:

$$J_{dark} = J_0 \left\{ \exp \left[\frac{q(V + AJR_s)}{msk_B T_c} \right] - 1 \right\} \quad (2)$$

收稿日期: 2024-01-29

基金项目: 华北电力大学中央高校基本科研业务费面上项目(2022MS031); 国家自然科学基金面上项目(52072121)

通信作者: 李美成(1973—), 男, 博士、教授, 主要从事太阳能电池技术、储能技术、智慧能源等方面的研究。mcli@ncepu.edu.cn

式中: J_0 ——反向饱和电流密度, A/m^2 ; q ——单位电荷量, C ; m ——二极管理想因子; k_B ——玻尔兹曼常数, J/K ; V ——负载电压, V ; A ——太阳能电池面积, m^2 ; T_c ——光伏组件温度, K 。

而并联电流密度 J_{sh} 可根据欧姆定律表示为:

$$J_{sh} = \frac{V + AJR_s}{AR_{sh}} \quad (3)$$

结合式(1)~式(3)可得光伏组件的伏安特性方程为:

$$J = J_{sc} - J_0 \left\{ \exp \left[\frac{q(V + AJR_s)}{mk_B T_c} \right] - 1 \right\} - \frac{V + AJR_s}{AR_{sh}} \quad (4)$$

2 光伏发电影响因素分析

影响光伏发电的因素众多,除光伏组件本身的尺寸、光电转化效率等内在因素以及太阳辐照度外,其他外在因素对光伏发电也有着巨大的影响。其中,光伏组件的温度对光伏发电的影响最为显著。

光伏组件温度对光生电流密度 J_{ph} 有着直接影响。相关公式为:

$$J_{ph} = J_{sc,ref} \times [1 + a_{J_c}(T_c - T_0)] \frac{G}{G_0} \quad (5)$$

式中: $J_{sc,ref}$ ——标准状况下的短路电流密度, A/m^2 ; a_{J_c} ——电流温度系数, $^{\circ}C^{-1}$; G_0 、 T_0 ——标准状况下的太阳辐照度与温度, $G_0 = 1000 W/m^2$, $T_0 = 25^{\circ}C$; G ——太阳辐照度, W/m^2 。

由式(2)、式(4)还可发现,光伏组件温度也会影响暗电流密度 J_{dark} ,从而影响到输出电流密度 J 。此外,反向饱和电流密度 J_0 也直接受到光伏组件温度的影响,表达式为:

$$J_0 = \frac{J_{sc,ref} \times [1 + a_{J_c}(T_c - T_0)]}{\exp \left[\frac{V_{oc,ref} \times [1 + a_{V_c}(T_c - T_0)]}{k_B T_c} \right] - 1} \quad (6)$$

式中: $V_{oc,ref}$ ——标准状况下的开路电压, V ; a_{V_c} ——电压温度系数, $^{\circ}C^{-1}$ 。

结合式(4)~式(6),可将太阳辐照度和光伏组件温度对光伏发电的影响归纳为式(7),该式也描述了光伏组件的 J - V 关系:

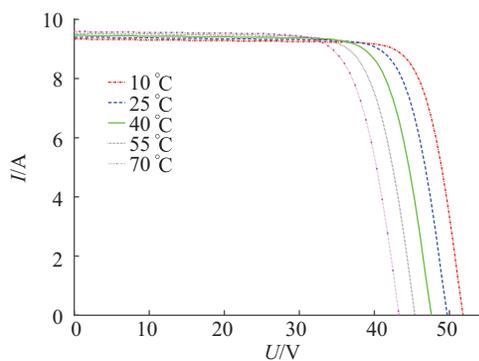
$$\left\{ \begin{aligned} J &= J_{sc,ref} \times [1 + a_{J_c}(T_c - T_0)] \frac{G}{G_0} - \\ &J_0 \left\{ \exp \left[\frac{q(V + AJR_s)}{mk_B T_c} \right] - 1 \right\} - \frac{V + AJR_s}{AR_{sh}} \\ J_0 &= \frac{J_{sc,ref} \times [1 + a_{J_c}(T_c - T_0)]}{\exp \left[\frac{V_{oc,ref} \times [1 + a_{V_c}(T_c - T_0)]}{k_B T_c} \right] - 1} \end{aligned} \right. \quad (7)$$

基于式(7),在 Matlab 中以辐照度为标准状态、温度依次为 $10 \sim 70^{\circ}C$ 进行模拟仿真,可得到其 I - V 、 P - V 特性曲线。通过图 2a 可看出,随着温度升高,输出电流略微升高,而开路电压下降显著,平均温度每上升 $15^{\circ}C$,短路电流上升 0.7% ,开路电压降低 4.5% ,电压的降低显著高于电流的提升,从而最

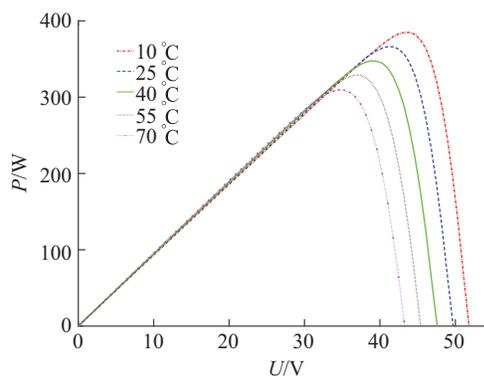
大功率降低,如图 2b 所示。结合太阳能电池的工作原理分析可发现:当温度升高时,禁带宽度变窄,光生载流子的数目增加,导致短路电流密度 J_{sc} 增大。同时,太阳能电池材料的本征载流子浓度 n_i 随温度升高呈指数级增加,由于扩散电流的反向饱和电流密度 $\propto n_i^2$,漂移电流的反向饱和电流密度 $\propto n_i$,总的反向饱和电流密度 J_0 与温度呈正相关^[17]。相较于光生电流密度 J_{ph} 的略微增加,反向饱和电流密度 J_0 的增加更为显著,而反向饱和电流密度 J_0 对开路电压 V_{oc} 有直接影响。当 $J = 0$ 时,由式(3)与式(4)得式(8):

$$V_{oc} = \frac{mk_B T_c}{q} \ln \left(\frac{J_{ph} - J_{sh}}{J_0} + 1 \right) \quad (8)$$

可发现,反向饱和电流密度 J_0 的增加会导致开路电压 V_{oc} 降低。而短路电流的增强无法抵消开路电压的减弱,最大功率因此也会下降^[18]。



a. 不同温度的 I - V 特性曲线



b. 不同温度的 P - V 特性曲线

图 2 不同温度下的伏安曲线与功率曲线对比

Fig. 2 Comparison of voltammetry curves and power curves at different temperatures

3 温度分布预测模型

根据第 2 节的分析,可发现光伏组件温度对光伏发电具有巨大影响。因此,研究光伏组件温度对预测光伏发电功率具有重大意义。传统方案在考虑光伏组件温度时往往将光伏组件视为一个整体,取一个平均温度作为光伏组件的温度,但此方法忽略了光伏组件不同部位的温度差异,降低了功率预测的准确性。本文提供一种温度分布预测模型,将组

件划分为若干矩形网格,通过分别计算各网格的温度来预测光伏组件表面不同部位的温度分布,保证温度预测的准确性,进一步提升功率预测的精确度。

3.1 温度分布影响因素分析

影响光伏组件表面不同网格处温度的因素有两项:热源与散热。前者主要来自未被转化为电能的太阳辐射能;后者则指的是光伏组件表面向环境对流和辐射的热量,以及邻近网格之间的热传导。

3.1.1 太阳辐射升温

太阳辐射会导致光伏组件温度升高,原因是部分太阳辐射能未被转化为电能^[19]。这部分能量可以视为太阳辐射的能量与转化后的电能之差^[20],即:

$$W_Q = \tau\alpha G A_g - \eta_{\text{STC}} \cdot \left[1 + \gamma_{\text{pv}} \cdot (T_c - T_0) + \delta \cdot \ln \frac{G}{G_0} \right] \cdot G A_g \quad (9)$$

式中: τ ——光照玻璃透射率; α ——光照系数吸收比; η_{STC} ——标准测试环境下(气温 $T_0=25^\circ\text{C}$,辐照度 $G_0=1000\text{W/m}^2$)光伏组件的光电转化效率; γ_{pv} ——光伏组件功率温度系数, $^\circ\text{C}^{-1}$; δ ——光照辐射系数; A_g ——每一小网格的面积, m^2 。

3.1.2 表面散热

光伏组件表面散失的热量是由光伏组件表面与环境的温度差导致的,表达式为:

$$Q = -U_L(T_{m,n} - T_a)A_g \quad (10)$$

式中: Q ——表面散失热量, J ; U_L ——光伏组件散热系数, $\text{J}/(\text{K}\cdot\text{m}^2)$; $T_{m,n}$ ——坐标为 (m,n) 的网格温度, $^\circ\text{C}$; T_a ——环境温度, $^\circ\text{C}$ 。负号表示能量的散失。而光伏组件散热系数 U_L 等于自然对流传热系数、强迫对流传热系数(两者合称混合对流传热系数)和辐射传热系数之和^[21]。而强迫对流传热系数与风速强相关^[9],适用于湍流的公式为^[22]:

$$h = 5.74 \cdot v_w^{0.8} \cdot L^{-0.2} \quad (11)$$

式中: h ——强迫对流传热系数, $\text{W}/(\text{K}\cdot\text{m}^2)$; v_w ——风速, m/s ; L ——特征长度, m 。

3.1.3 固体传热

由于不同位置的网格(太阳电池)温度不同,相邻网格(太阳电池)之间也存在温度的传递。固体中的热量传递是基于晶格振动产生的声子而传递的。根据傅里叶传热定律,单位时间内通过给定截面的热量,正比于垂直于该截面方向上的温度变化率和截面面积,而热量传递的方向则与温度升高的方向相反:

$$J_T = -\lambda \cdot \frac{dT}{dx} \quad (12)$$

式中: J_T ——热流密度, W/m^2 ; λ ——热导率,是固体材料固有的属性, $\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ 。负号表示热量流动的方向与温度梯度的方向相反,即由高温物体向低温物体流动。

3.2 温度分布预测模型

3.2.1 光伏组件结构简化

为给复杂的实际问题建立数学模型,本文在尽量不影响预测准确性的前提下对光伏组件的结构进行简化处理,如图3所示。

1)将光伏组件结构视为一倾斜的扁平长方体,不考虑光伏组件在实际安装条件下的支架、立柱等结构。本模型中将空气流动方式视为湍流,在一定程度上可减小这种简化带来的影响。

2)根据光伏组件电池片对经1)简化后光伏组件进行划分,将整块光伏组件划分为多块矩形网格。实际生产的光伏组件一般都由若干小型光伏器件(太阳电池)以串联或并联的方式拼接而成,每块网格对应一枚相应的太阳电池,被视为均一且等温。

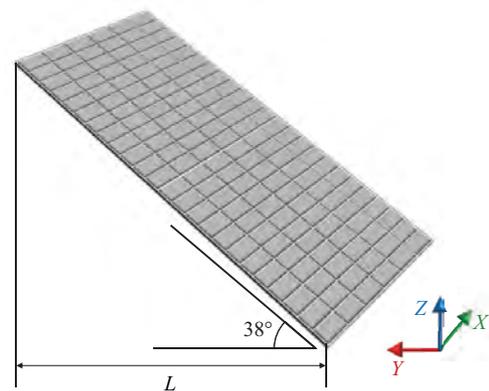


图3 光伏组件结构简化示意

Fig. 3 Simplified diagram of photovoltaic module structure

3.2.2 风速分布预测

由3.1.2的分析可知,除太阳辐照度以外,风速对温度分布也具有巨大影响。而光伏组件表面不同区域的风速不尽相同。为充分考虑风速分布,本文通过在仿真软件COMSOL进行仿真来求解光伏组件表面的风速分布,使用到的物理场为 $k-\varepsilon$ 湍流模块,以及固体传热模块,求解器配置为稳态求解。

为保证气体的充分流动,流体场在空间尺度上比光伏组件大很多,其具体参数为 $20\text{m}\times 10\text{m}\times 5\text{m}$ 。光伏组件与Y轴倾角设置为 38° ,其具体参数为 $2.285\text{m}\times 1.134\text{m}\times 0.050\text{m}$,这与实际的光伏组件相符。图4、图5为部分求解结果。

可发现无论是在正面还是在背面,风速相较于来流速度都有明显的降低,这是因为当风遇到倾斜面板时,由于面板的阻碍,气体开始沿着面板表面流动,形成边界层,即靠近表面的区域,流体速度逐渐减小。这是由于表面摩擦和黏性损失导致的。高速流动的风能在表面摩擦的过程中被转化为热能,温度升高。此外,光伏组件上无论是前表面还是后表面其风速在空间上的差异都很大,因此在计算散热系数时,考虑风速的二维空间分布是必要的。

以 3m/s 的风速为例,其正面风速相较于来流风速降低

至 43%, 背面风速相较于来流风速降低至 26%。对于正面风速, 风速最大值普遍分布在边界处。这是因为在组件的边界处发生了科恩达效应, 流动的空气无法继续沿着表面流动, 发生

了流动分离现象。这导致在边界处形成涡旋, 涡旋的产生使得该区域的风速增加。对于背面风速, 往往会在中间某个区域内形成最大点, 这也是因为背面中心通常会形成涡旋。

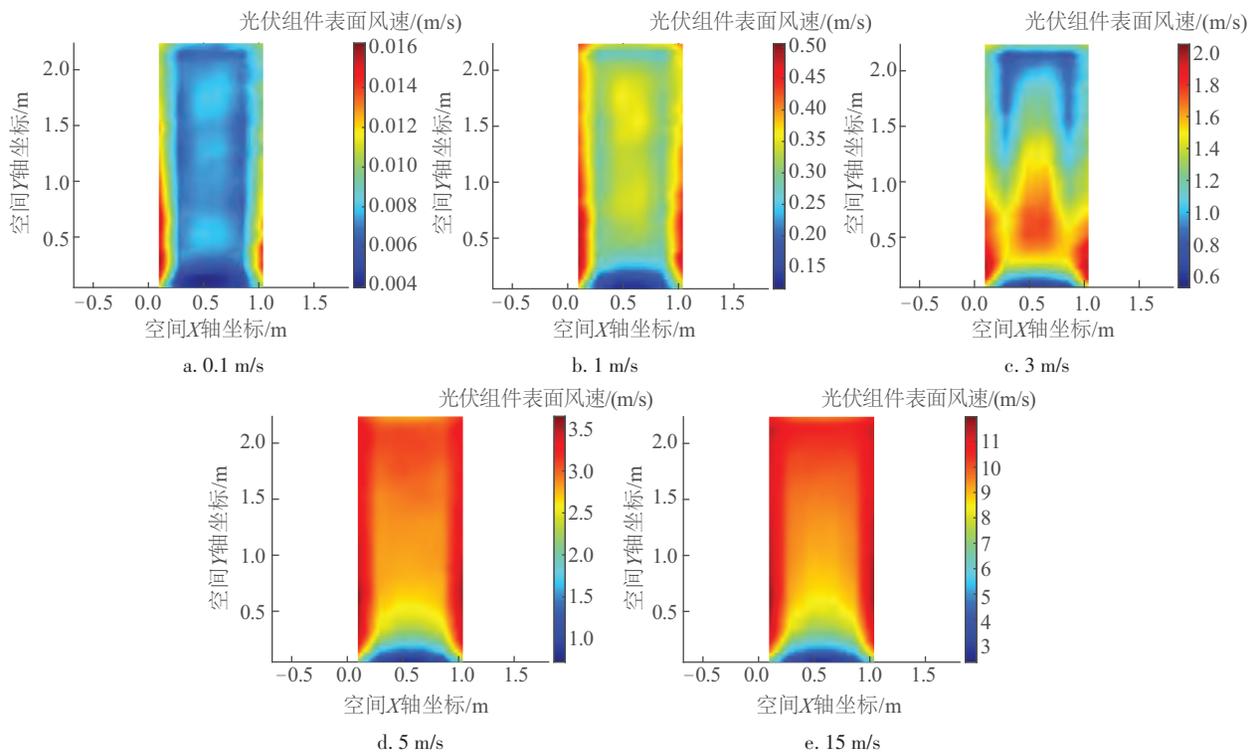


图 4 不同风速下整块倾斜光伏组件正面风速分布

Fig. 4 Wind speed distribution on front of entire inclined photovoltaic module under different wind speeds

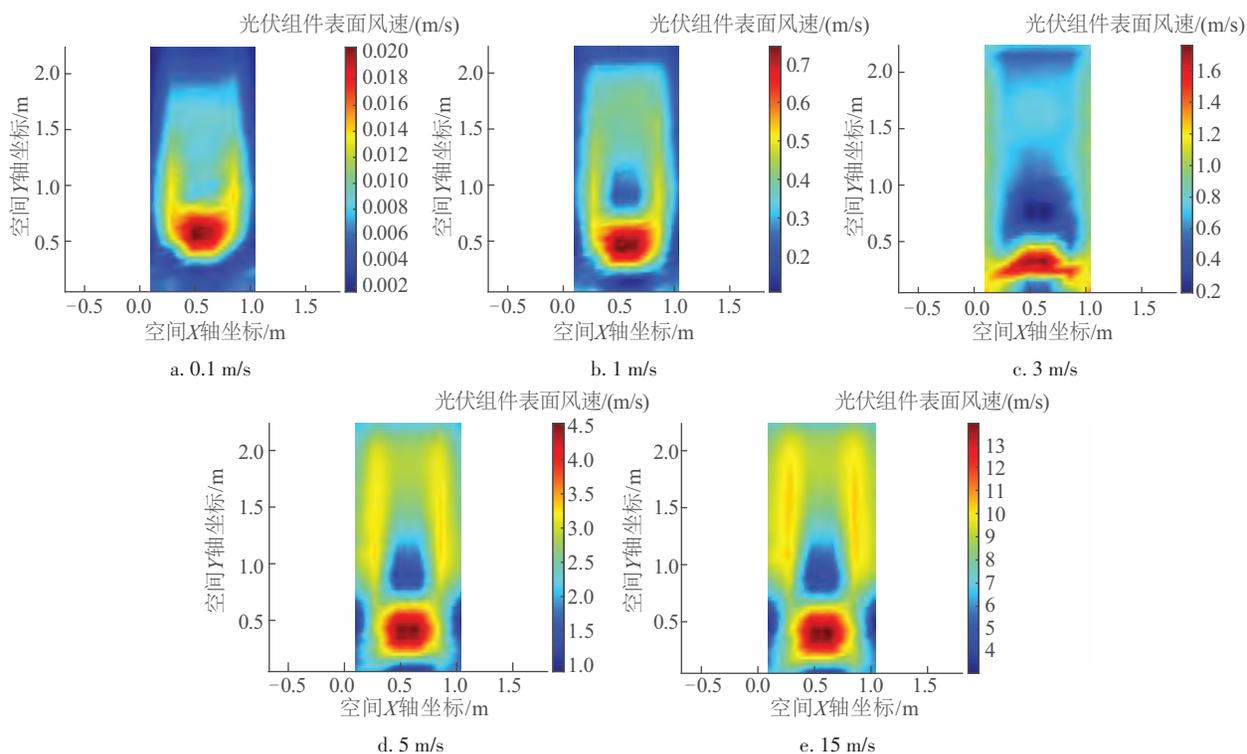


图 5 不同风速下整块倾斜光伏组件背面风速分布

Fig. 5 Wind speed distribution on back of entire inclined photovoltaic module under different wind speeds

3.2.3 能量平衡方程

结合式(9)、式(10)、式(12),可推导出光伏组件温度稳定时各网格(太阳能电池片)的能量平衡方程:

$$\tau\alpha G A_g - \eta_{STC} \cdot \left[1 + \gamma_{pv} \cdot (T_c - T_0) + \delta \cdot \ln \frac{G}{G_0} \right] \cdot G A_g - U_L (T_{m,n} - T_a) A_g + \sum_{i=-1}^1 \lambda \cdot \frac{t_{m,n} - t_{m,n+i}}{\Delta y} \Delta x \cdot d + \sum_{i=-1}^1 \lambda \cdot \frac{t_{m,n} - t_{m+i,n}}{\Delta x} \Delta y \cdot d + \phi = 0 \quad (13)$$

式中: Δx ——相邻网格在水平方向上的距离, m; Δy ——相邻网格在竖直方向上的距离, m; 散失功率; ϕ ——角点和边线点与外界空气接触的热流量, W; d ——光伏组件的厚度, m。

为验证基于能量平衡方程的温度分布预测模型,将气温设置为 25 °C对模型进行测试(图 6),并与实际情况进行对比(图 7)。

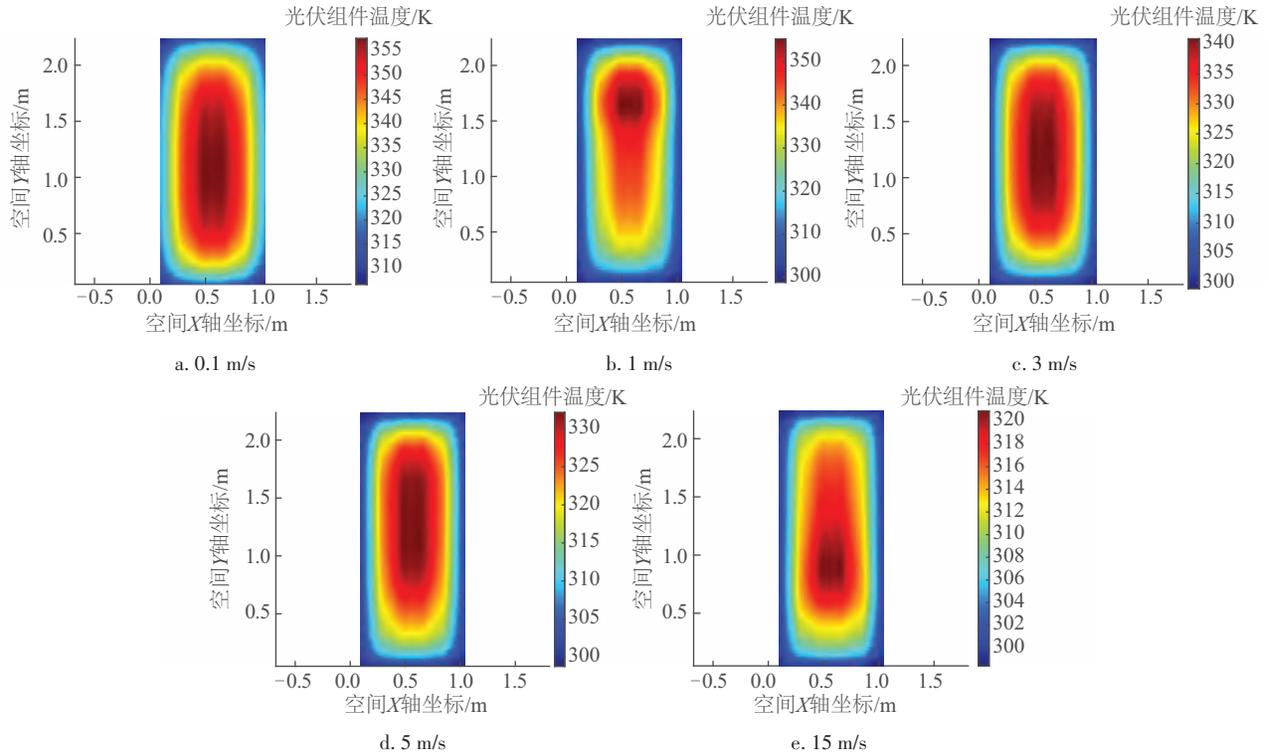


图6 不同风速下光伏组件温度分布

Fig. 6 Temperature distribution of photovoltaic modules at different wind speeds

图 6 结果显示,风速对光伏组件温度的影响很大。当组件表面温度升高时,其会加热周围的空气,在组件表面附近形成一个绝热的暖空气层,当新的冷空气吹来后,会挤走这部分暖空气。此过程重复,导致表面温度持续降低。风速为 0.1 m/s 时光伏组件温度最高能达到 89 °C,平均温度为 61 °C,而 3 m/s 时光伏组件温度最高只达到 67 °C,平均温度为 45 °C,15 m/s 时光伏组件温度最高只有 47 °C,平均温度为 35 °C。显然,随着风速的增大,光伏组件的温度明显降低。因为较高的风速可提高空气与光伏组件表面之间的热交换效率,有助于更有效地冷却光伏组件。在 5 组风速中,光伏组件的温度最低点都在四周,是因为光伏组件边缘的风速最大,其温度范围为 25~27 °C,与环境温度相近。

图 7 中对比了仿真结果与实验结果。实验条件:风速 3 m/s,气温 6 °C,辐照度 680 W/m²;实验测量仪器:优利德 UT363 风速仪、FLUKE TiS60+红外测温仪、AV6591 太阳辐照度计。基于实验条件进行仿真模拟。对比实验与仿真结果

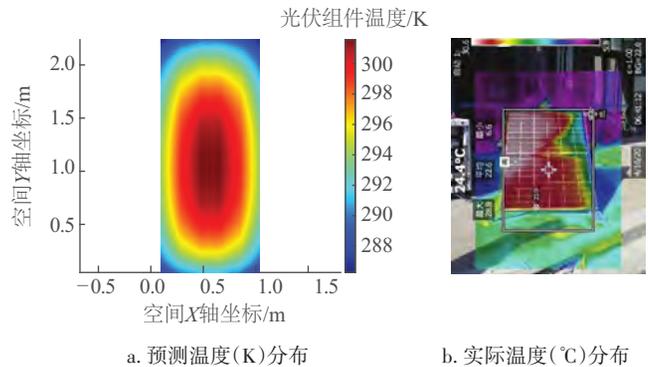


图7 预测温度分布与实际测量结果的对比

Fig. 7 Comparison of predicted temperature distribution with actual measurement results

可发现,仿真的最高和最低温度分别为 28.1 °C(301.6 K)和 12.8 °C(286.3 K);实验的最高和最低温度分别为 28.8 和 13.0 °C,误差均不足 1 °C,仿真结果与实验相符。然而,和实验相比,

仿真得到的温度分布有一定差异:仿真结果的两侧温度分布是左右对称的,而实验测得的两侧温度分布并不对称。这是因为实验时的风向和仿真时的风向不完全一致:实验时的风向具备有 Y 轴方向的分量,而仿真中所采用的经验公式方法无法设置 Y 轴方向的分量。

4 功率预测模型

综上,本文功率预测模型的建立是在温度分布预测的基础上对光伏组件的功率进行预测。进行温度分布预测前首先要通过传感器或其他预测模型获取气温、太阳辐照度和风速等环境数据;再利用仿真软件根据这些数据计算出光伏组件表面的风速分布;然后根据温度分布预测模型即式(13),用风速分布、气温与太阳辐照度计算出光伏组件表面的温度分布。

完成温度分布预测后,再根据温度分布与太阳辐照度计算出每个网格(太阳能电池)的 $I-V$ 关系,进而计算出相应网格的 $P-V$ 关系,而光伏组件是由若干太阳能电池串联与并联构成,因而可计算出整个光伏组件的 $P-V$ 关系;进而完成对功率的预测。

通过本文的温度预测模型,只要获得任意时刻的气温、太阳辐照度和风速等环境因素即可迅速完成对光伏组件的功率预测。与此前常见的功率预测方案相比,这种预测模型有着独特的优势。一方面,传统的预测模型对温度进行预测时大多数是利用历史数据对温度与气温、风速、辐照度等环境因素数据进行拟合,这需要大量的历史测量数据,在无足够历史测量数据的情况下预测效果较差。此外,传统方案在极端条件(如极高温或极低温)下的预测精度较低,因为历史测量数据中往往缺乏这类数据。而本文的预测模型进行温度预测时基于流体力学和热力学理论而不依赖于历史测量数据,因此无这些缺陷。

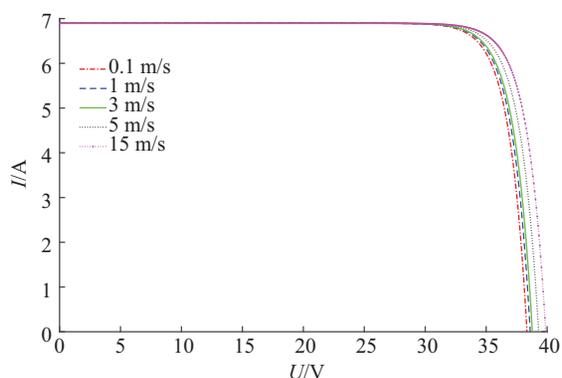
另一方面,本模型充分考虑光伏组件不同部位的温度差异,使得功率预测更精确。传统的预测模型往往将光伏组件看作一个整体,将整个光伏组件的温度视为均一的,而忽略了光伏组件不同部位间的温度差异。而光伏组件的温度与功率息息相关,这种对温度的简单处理给功率预测带来了不小的误差。相比之下,本文的预测模型在充分考虑光伏组件不同部位温度差异的基础上进行功率预测,保证预测的准确性。

5 模型效果分析

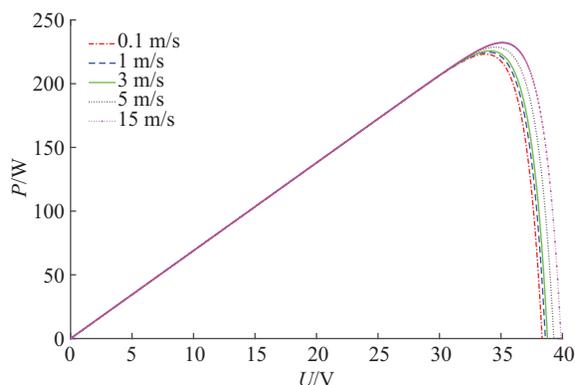
为验证本文的功率预测模型,对不同风速下的预测结果进行仿真测试,如图8。可发现,开路电压和最大功率都和风速呈正相关关系。分析背后的原因可能是因为风速越高,光伏组件表面热交换速率越快,表面温度越低。根据第2节的分析,温度降低将导致开路电压以及功率的升高。

图8分别为不同风速下的 $I-V$ 曲线与 $P-V$ 曲线。可看

到,随着风速的变化,电流的变化并不显著。风速的变化主要对开路电压造成影响,即风速越高,开路电压越大。因此最大功率点也随着风速的增大而增大。



a. 不同风速下光伏组件 $I-V$ 特性曲线



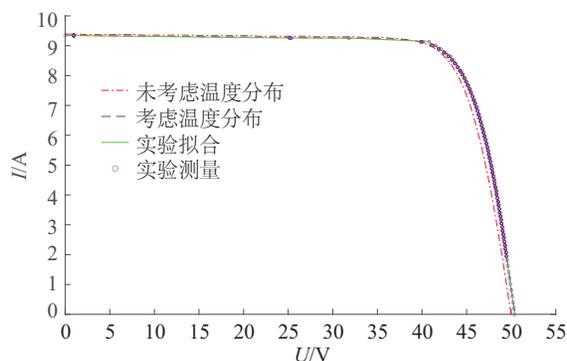
b. 不同风速下光伏组件 $P-V$ 特性曲线

图8 不同风速下的预测曲线对比

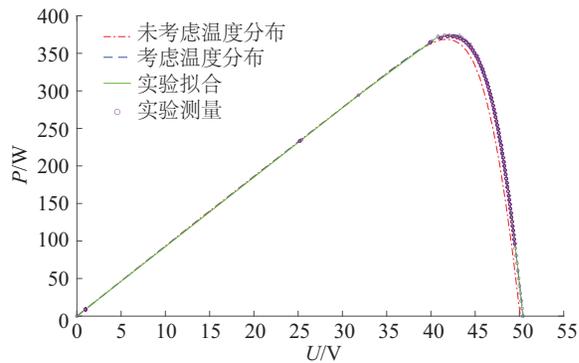
Fig. 8 Comparison of prediction curves at different wind speeds

此外,为验证模型的可靠性,将是否考虑温度空间分布进行的预测以及实验数据进行对比(如图9,实验条件:气温 5°C ,辐照度 680 W/m^2 ,迎面风速 3 m/s ;实验仪器:AV6591 太阳辐照度计、艾德克斯 IT8813B 直流电子负载($550\text{ V}/30\text{ A}/750\text{ W}$)、优利德 UT363 风速仪)。其中,未考虑温度分布的传统计算方法将光伏组件温度视为均一的,计算方式为^[23]:

$$T_c = T_a + \frac{0.0142G}{0.114v_w + 0.192} \quad (14)$$



a. 考虑温度分布与未考虑温度分布预测以及实验 $I-V$ 图



b. 考虑温度分布与未考虑温度分布预测以及实验 P - V 图
图9 考虑温度分布与未考虑温度分布预测以及
实测结果对比

Fig. 9 Comparison of prediction with and without temperature distribution considered and measured results

分别对比图 9a 和图 9b 中的曲线,可发现考虑温度分布的曲线比未考虑温度分布的曲线更接近实验结果。其中,实验测得的短路电流、开路电压和最大功率分别为 9.34 A, 50.39 V 和 374.31 W;而未考虑温度分布的短路电流、开路电压和最大功率分别为 9.39 A, 49.91 V 和 368.93 W,与实验曲线的误差分别为 0.05 A, 0.48 V, 5.38 W;考虑温度分布的短路电流、开路电压和最大功率分别为 9.35 A, 50.44 V 和 374.65 W,与实验曲线的误差分别为 0.01 A, 0.05 V 和 0.34 W。分析误差的来源,由于不考虑温度分布的式(13)计算出的温度略高于实际温度,因此导致其预测的开路电压低于实际的开路电压,从而导致预测的最大功率低于实际的最大功率。与未考虑温度分布的传统方法相比,考虑温度分布的误差大大减少,充分体现了考虑温度分布对提高预测精度的重要意义。

光伏组件的功率与温度的关系是非线性的,因此不考虑温度分布而通过平均温度预测功率的方案是不准确的。而本文的方案充分考虑到光伏组件的功率与温度的非线性关系,基于温度分布分别计算每个网格的 P - V 关系进而预测整个光伏组件的功率,具有更高的预测准确度。

6 结 论

准确的光伏功率预测已经成为提高“电力系统运行”质量和降低备用容量储备的关键基础技术之一。而光伏组件的温度是影响光伏组件转化效率的一项重要因素。本文提出了一种快速预测光伏组件温度分布及其功率的模型:通过人为划分二维网格并对其编号,可得知在风速等环境因素的影响下组件不同位置的温度,进而精确地进行功率预测。与传统的基于大数据与神经网络预测组件表面平均温度的方法相比,该模型通过流体力学与热力学理论预测光伏组件表面不同位置的温度分布,能在极端的环境条件下更精准地进行功率预测。

[参考文献]

- [1] LI C F, SOLANGI Y A, ALI S. Evaluating the factors of green finance to achieve carbon peak and carbon neutrality targets in China: a Delphi and fuzzy AHP approach [J]. Sustainability, 2023, 15(3): 2721.
- [2] SHI H, HE X B. The legal guarantee for achieving carbon peak and neutrality goals in China [J]. International journal of environmental research and public health, 2023, 20(3): 2555.
- [3] YE G Q, XU X L, CHEN Y J, et al. Towards green economics and society: exploring the efficiency of new energy generation [J]. Mathematical problems in engineering, 2021, 2021: 9950687.
- [4] LYU C X. Analysis of China's new energy industry development from the perspective of low-carbon economy [J]. SHS web of conferences, 2022, 144: 02020.
- [5] QU C Y, GUAN J, WANG T. Development direction and focus of new energy industry in Jilin Province [J]. IOP conference series: earth and environmental science, 2021, 836(1): 012025.
- [6] LUO Z M, HE J Q, HU S Y. Driving force model to evaluate China's photovoltaic industry: historical and future trends [J]. Journal of cleaner production, 2021, 311: 127637.
- [7] LI G Q, XUAN Q D, PEI G, et al. Effect of non-uniform illumination and temperature distribution on concentrating solar cell - a review [J]. Energy, 2018, 144: 1119-1136.
- [8] 贾凌云, 云斯宁, 赵泽妮, 等. 神经网络短期光伏发电预测的应用研究进展 [J]. 太阳能学报, 2022, 43(12): 88-97.
- [9] JIA L Y, YUN S N, ZHAO Z N, et al. Recent progress of short-term forecasting of photovoltaic generation based on artificial neural networks [J]. Acta energiae solaris sinica, 2022, 43(12): 88-97.
- [10] GOVERDE H, GOOSSENS D, GOVAERTS J, et al. Spatial and temporal analysis of wind effects on PV module temperature and performance [J]. Sustainable energy technologies and assessments, 2015, 11: 36-41.
- [11] GÖKMEN N, HU W H, HOU P, et al. Investigation of wind speed cooling effect on PV panels in windy locations [J]. Renewable energy, 2016, 90: 283-290.
- [12] KAPLANI E, KAPLANIS S. Thermal modelling and experimental assessment of the dependence of PV module temperature on wind velocity and direction, module orientation and inclination [J]. Solar energy, 2014, 107: 443-460.
- [13] ARMSTRONG S, HURLEY W G. A thermal model for photovoltaic panels under varying atmospheric conditions [J]. Applied thermal engineering, 2010, 30 (11/12):

- 1488-1495.
- [13] 谭海旺, 杨启亮, 邢建春, 等. 基于 XGBoost-LSTM 组合模型的光伏发电功率预测[J]. 太阳能学报, 2022, 43(8): 75-81.
- TAN H W, YANG Q L, XING J C, et al. Photovoltaic power prediction based on combined XGBoost-LSTM model [J]. Acta energiae solaris sinica, 2022, 43(8): 75-81.
- [14] 薛阳, 燕宇铖, 贾巍, 等. 基于改进灰狼算法优化长短期记忆网络的光伏功率预测[J]. 太阳能学报, 2023, 44(7): 207-213.
- XUE Y, YAN Y C, JIA W, et al. Photovoltaic power prediction model based on IGWO-LSTM [J]. Acta energiae solaris sinica, 2023, 44(7): 207-213.
- [15] ASSOA Y B, GUIOT T, Gaillard L, et al. A validated model to predict the thermal and electrical performance of residential rooftop BIPV systems [C]//27th European photovoltaic solar energy conference (EU PVSEC). Frankfurt, Germany, 2012.
- [16] GUEYMARD C A. Direct and indirect uncertainties in the prediction of tilted irradiance for solar engineering applications[J]. Solar energy, 2009, 83(3): 432-444.
- [17] MA T, YANG H X, LU L. Development of a model to simulate the performance characteristics of crystalline silicon photovoltaic modules/strings/arrays [J]. Solar energy, 2014, 100: 31-41.
- [18] CHANDER S, PUROHIT A, SHARMA A, et al. A study on photovoltaic parameters of mono-crystalline silicon solar cell with cell temperature [J]. Energy reports, 2015, 1: 104-109.
- [19] LI W, SHI Y, CHEN K F, et al. A comprehensive photonic approach for solar cell cooling [J]. ACS photonics, 2017, 4(4): 774-782.
- [20] MATTEI M, NOTTON G, CRISTOFARI C, et al. Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance [J]. Renewable energy, 2006, 31(4): 553-567.
- [21] CHURCHILL S W. A comprehensive correlating equation for laminar, assisting, forced and free convection [J]. AIChE journal, 1977, 23(1): 10-16.
- [22] SARTORI E. Convection coefficient equations for forced air flow over flat surfaces [J]. Solar energy, 2006, 80(9): 1063-1071.
- [23] MUZATHIK A M, LANKA S. Photovoltaic modules operating temperature estimation using a simple correlation [J]. International Journal of Energy Engineering, 2014, 4(4): 151-158.

RESEARCH ON TEMPERATURE DISTRIBUTION AND POWER PREDICTION MODEL OF PHOTOVOLTAIC MODULES

Feng Yuyi, Zeng Yifan, Ding Muchen, Gu Xinyu, Wang Zixuan, Li Yingfeng, Li Meicheng

(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, School of Renewable Energy, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: In order to solve the scheduling problem caused by the continuous development of large-scale photovoltaic power generation connected to the grid, this paper presents a model for predicting the temperature distribution and power output of photovoltaic modules based on the theory of fluid mechanics and thermodynamics. Compared with traditional methods based on big data and neural network, the model does not rely on historical measurement data, and the lack of relevant data does not hinder its high-precision predictions. Additionally, the temperature distribution on the surface of the photovoltaic module can be predicted, and the power output can be predicted accordingly, with higher prediction accuracy.

Keywords: solar power; solar cells; photovoltaic modules; wind speed; temperature distribution; prediction model