

Оценка методов определения среднемесячных значений рассеянного солнечного излучения на примере территории Южного Урала

С.В. Митрофанов

Оренбургский государственный университет, пр. Победы, 13, Оренбург, Россия

eef@unpk.osu.ru, mitser2002@mail.ru

<https://orcid.org/0000-0002-6640-8434>

Статья поступила 01.08.2024, принята 13.09.2024

Статья посвящена повышению точности прогнозирования выработки электроэнергии с помощью солнечных электрических станций. Рассмотрены вопросы математического моделирования и прогнозирования солнечного излучения, принимаемого солнечной фотоэлектрической панелью, а также нахождения прямого солнечного излучения, рассеянного солнечного излучения и отраженного солнечного излучения, падающих на наклонную поверхность фотоэлектрической панели. Анализируются значения полного солнечного излучения с учетом разных методик нахождения среднемесячного рассеянного солнечного излучения. Автором выполнены поиск научной литературы по теме исследования, обзор и классификация методов нахождения рассеянного солнечного излучения, найденных в литературных источниках. Выполнено математическое моделирование для нахождения рассеянного солнечного излучения по 182 методам. Установлено, что все рассмотренные методы показывают разные результаты. Для оценки адекватности и применимости математических моделей для средних широт России было выполнено экспериментальное исследование. Расчетное и экспериментальное исследования были выполнены для солнечных панелей, расположенных под оптимальным для рассматриваемого региона углом относительно земной поверхности и для подвижных солнечных панелей, имеющих систему слежения за Солнцем. Экспериментальные данные за 2022 г. получены с двух действующих солнечных электростанций, расположенных на территории Оренбургского государственного университета. Найдены относительная погрешность, среднеквадратичная ошибка, средняя абсолютная ошибка и средняя ошибка смещения. Установлено, что несколько методов имеют наименьшую погрешность расчета для рассматриваемого региона. Даны рекомендации по использованию конкретных методов, наиболее подходящих для средних широт.

Ключевые слова: солнечная электростанция; полное солнечное излучение; рассеянное солнечное излучение; фотоэлектрическая панель.

Evaluation of methods for determining the average monthly values of scattered solar radiation on the example of the territory of the Southern Urals

S.V. Mitrofanov

Orenburg State University; 13, Pobedy Ave., Orenburg, Russia

eef@unpk.osu.ru, mitser2002@mail.ru

<https://orcid.org/0000-0002-6640-8434>

Received 01.08.2024, accepted 13.09.2024

The article is devoted to improving the accuracy of forecasting electricity generation using solar power plants. The article considers the issue of mathematical modeling and forecasting of solar radiation received by a solar photovoltaic panel. The issues of finding direct solar radiation, scattered solar radiation and reflected solar radiation incident on the inclined surface of a photovoltaic panel are examined. The issue of finding the value of total solar radiation is regarded in more detail, taking into account different methods for finding the average monthly scattered solar radiation. The author performs a search for scientific literature on the research topic. A review and classification of methods for finding scattered solar radiation found in literary sources is given. Mathematical modeling is applied to find scattered solar radiation using 182 methods. It is established that all the considered methods show different results. An experimental study is carried out to assess the adequacy and applicability of mathematical models for the middle latitudes of Russia. A computational and experimental study is performed for solar panels located at an angle optimal for the region under consideration relative to the Earth's surface and for mobile solar panels with a solar tracking system. Experimental data are obtained from two operating solar power plants located on the territory of Orenburg State University in 2022. The relative error, the standard error, the average absolute error and the average offset error are found. It is established that several methods have the lowest calculation error for the region under consideration. Recommendations are given on the use of specific methods that are most suitable for use in medium-sized enterprises.

Keywords: solar power plant; total solar radiation; scattered solar radiation; photovoltaic panel.

Введение. В настоящее время Россия переживает бурное развитие возобновляемой энергетики [1]. Рост наблюдается и в строительстве солнечных электростанций (СЭС) [2]. Повышение точности прогнозирования выработки электроэнергии с помощью СЭС является важнейшей задачей. Это позволяет правильно оценить срок окупаемости и эксплуатационные расходы. Для оценки количества солнечного излучения, падающего на фотоэлектрические панели (ФЭП), необходимо учитывать три составляющих солнечного излучения: прямое, рассеянное и отраженное. Определение количества прямого солнечного излучения выполняется по известным математическим моделям с достаточной точностью. Отраженное от поверхности земли солнечное излучение также имеет достаточно точное математическое описание и зависит в основном от альбедо поверхности. Сложнее определяется рассеянное солнечное излучение, которое падает на поверхности ФЭП, установленных на СЭС. Солнечные лучи, достигая поверхности атмосферы, встречают на своем пути, даже в солнечные и малооблачные дни, пары воды и газов и, отражаясь от них, распространяются в пространстве. Как показывают расчеты и современные публикации [3], даже в солнечные и ясные дни рассеянное солнечное излучение может достигать 30 % от полного солнечного излучения. Существует большое количество исследований, посвященных математическому моделированию рассеянного солнечного излучения. Данное исследование посвящено поиску в иностранных литературных источниках математических моделей для нахождения среднемесячного рассеянного солнечного излучения и оценке точности и применимости таких математических моделей в условиях Южного Урала.

Материалы и методы исследования.

Среднемесячное суточное внеземное излучение, падающее на горизонтальную поверхность земли, находится по формуле [4]:

$$H_0 = \frac{24}{\pi} G_{on} \left(\cos(\varphi) \cos(\delta) \sin(\omega_s) + \omega_s \sin(\varphi) \sin(\delta) \right), \quad (1)$$

где G_{on} — внеземное солнечное излучение, Bm/m^2 , находится по формуле [5]:

$$G_{on} = G_{sc} \left(1 + 0.034 \cos\left(\frac{360n}{365}\right) \right), \quad (2)$$

где $G_{sc} = 1367 \text{ Вт/м}^2$ — солнечная постоянная; φ — широта рассматриваемой местности, $rad.$; δ — склонение Солнца, $rad.$; ω_s — часовой угол захода Солнца, $rad.$, n — номер дня в середине месяца. В табл. 1 представлены номера дней в середине месяца, предложенные автором [6] и принятые в настоящем исследовании.

Полное среднемесячное солнечное излучение, падающее на горизонтальную поверхность земли, находится по формуле [7]:

$$H = H_0 k_t, \quad (3)$$

где k_t — среднемесячный индекс ясности неба.

Среднемесячное рассеянное солнечное излучение, падающее на горизонтальную поверхность земли, находится по формуле:

$$H_d = k(k_t) H, \quad (4)$$

где $k(k_t)$ — некоторая зависимость среднемесячного коэффициента рассеяния k от среднемесячного индекса ясности неба k_t , значение которого можно найти опытным путем в месте предполагаемого строительства СЭС, либо по данным метеостанций или спутников за многолетние наблюдения.

Таблица 1. Выбор номера дня в середине месяца

Месяц	Дата	Номер дня в середине месяца
Январь	17.01	17
Февраль	16.02	47
Март	16.04	75
Апрель	15.04	105
Май	15.05	135
Июнь	11.06	162
Июль	17.07	198
Август	16.08	228
Сентябрь	15.09	258
Октябрь	15.10	288
Ноябрь	14.11	318
Декабрь	10.12	344

В результате многолетних исследований была установлена некоторая зависимость между среднемесячным рассеянным солнечным излучением и полным среднемесячным солнечным излучением, падающим на горизонтальную поверхность. Создано большое количество математических моделей, некоторые из них рассмотрены в настоящем исследовании и приведены в табл. 2. Все математические модели представляют собой полиномы 1-й, 2-й, 3-й и 4-й степени.

Таблица 2. Математические модели $k(k_t)$

Автор	Модель
Lui and Jordan [7]	$k(k_t) = 1,39 - 4,027k_t + 5,531k_t^2 - 3,108k_t^3$ (5)
Page JK [8]	$k(k_t) = 1 - 1,13k_t$ (6)
Barbaro [9]	$k(k_t) = 1,0492 - 1,3246k_t$ (7)
	$k(k_t) = 1,0896 - 1,4797k_t + 0,1471k_t^2$ (8)
	$k(k_t) = 1,2634 + 0,3801k_t - 6,9645k_t^2 + 6,9433k_t^3$ (9)
Jain [10]	$k(k_t) = 0,57 - 0,6k_t$ (10)
Kaygusuz [11]	$k(k_t) = 0,789 - 0,869k_t$ (11)
Ibranim [12]	$k(k_t) = 0,86 - 0,86k_t$ (12)

	$k(k_t) = 0,636 - 0,279k_t - 0,194k_t^2 - 0,383k_t^3$ (13)
Iqbal [13]	$k(k_t) = 0,958 - 0,982k_t$ (14) $k(k_t) = 0,814 - 0,847k_t$ (15)
Aras [14]	$k(k_t) = 1,0212 - 1,1672k_t$ (16)
	$k(k_t) = 1,1244 - 1,5582k_t + 0,3635k_t^2$ (17)
	$k(k_t) = 1,7111 - 4,9062k_t + 6,6711k_t^2 - 3,9235k_t^3$ (18)
Ulgen [15]	$k(k_t) = 0,6772 - 0,4841k_t$ (19)
	$k(k_t) = 0,981 - 1,9028k_t + 1,9319k_t^2 - 0,6809k_t^3$ (20)
	$k(k_t) = 1,039 - 1,741k_t^2$ (21)
Elhadidy [16]	$k(k_t) = -5,759 + 35,093k_t - 61,052k_t^2 + 33,115k_t^3$ (22)
	$k(k_t) = 0,9885 - 1,427k_t + 0,5679k_t^2$ (23)
Tarhan [17]	$k(k_t) = 1,027 - 1,6582k_t + 1,1018k_t^2 - 0,4019k_t^3$ (24)
	$k(k_t) = 0,534 + 0,384k_t - 1,036k_t^2$ (25)
Trabea [18]	$k(k_t) = 0,534 + 0,384k_t - 1,036k_t^2$ (25)
Erbs [19]	$k(k_t) = 1,317 - 3,023k_t + 3,372k_t^2 - 1,769k_t^3$ (26)
Tiris [20]	$k(k_t) = 0,583 + 0,9985k_t - 5,24k_t^2 + 5,322k_t^3$ (27)
Klein [6]	$k(k_t) = 1,39 - 4,027k_t + 5,31k_t^2 - 3,108k_t^3$ (28)
Bortolini [21]	$k(k_t) = 0,988 + 0,395k_t - 3,7003k_t^2 - 2,29058k_t^3$ (29)
Tasdemirolgu [22]	$k(k_t) = 1,6932 - 8,2262k_t + 25,5532k_t^2 - 37,807k_t^3 + 19,8178k_t^4$ (30)

Среднемесячное прямое солнечное излучение, падающее на горизонтальную поверхность земли, находится по формуле [23]:

$$H_b = H - H_d \quad (31)$$

Для наклонной поверхности ФЭП необходимо учитывать, что солнечное излучение, падающее на ее наклонную поверхность, будет отличаться от солнечного излучения, падающего на горизонтальную поверхность земли. Это учитывается с помощью коэффициента, который находится по формуле [24]:

$$R_b = \frac{\omega'_s \sin(\delta) \sin(\varphi - \beta) + \cos(\delta) \cos(\varphi - \beta) \sin(\omega'_s)}{(\omega_s \sin(\delta) \sin(\varphi) + \cos(\delta) \cos(\varphi) \sin(\omega_s))} \quad (32)$$

где β — угол наклона ФЭП, рад.; ω'_s — часовой угол захода Солнца для наклонной поверхности ФЭП, который находится по формуле:

$$\omega'_s = \min \left\{ \omega_s, \cos^{-1} \left[-\tan(\delta) \tan(\varphi - \beta) \right] \right\} \quad (33)$$

Среднемесячное прямое солнечное излучение, падающее на наклонную поверхность, находится по формуле:

$$H_{b\beta} = H_b R_b \quad (34)$$

Среднемесячное рассеянное солнечное излучение, падающее на наклонную поверхность ФЭП, находится по формуле [25]:

$$H_{d\beta} = H_d R_d(\beta) \quad (35)$$

где $R_d(\beta)$ — коэффициент отношения рассеянного солнечного излучения, падающего на горизонтальную поверхность, к рассеянному солнечному излучению, падающему на наклонную поверхность ФЭП. Он зависит от угла наклона ФЭП и составляющих солнечного излучения, достигающего ее поверхности. В зарубежных и отечественных исследованиях зависимость $R_d(\beta)$ описана большим количеством математических моделей. Эти модели могут быть изотропные и анизотропные. К изотропным относятся такие модели, в которых используется предположение о том, что солнечное излучение распространяется в пространстве равномерно. Изотропные математические модели, используемые в настоящем исследовании, представлены в табл. 3.

Таблица 3. Изотропные математические модели для нахождения значения $R_d(\beta)$

Автор	Модель
Lui and Jordan [26]	$\frac{(1 + \cos(\beta))}{2}$ (36)
Badescu [27]	$\frac{(3 + \cos(2\beta))}{4}$ (37)
Koronakis [28]	$\frac{(2 + \cos(\beta))}{3}$ (38)
Tian [29]	$\left(1 - \frac{\beta}{\pi}\right)$ (39)

Анизотропные модели построены на предположении о неравномерности распределения солнечного излучения по небу. Анизотропные модели, используемые в настоящем исследовании, представлены в табл. 4.

Таблица 4. Анизотропные математические модели для нахождения значения $R_d(\beta)$

Steven и Unsworth [30]	$\left[\frac{(1 + \cos(\beta))}{2} + \frac{4}{7\pi} \left(\sin(\beta) - \beta \cos(\beta) - \pi \sin\left(\frac{\beta}{2}\right)^2 \right) \right]$ (40)
------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Duffie, Beckhman [5]	$\left[\left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \left(1 - \frac{H_b}{H_0} \right) \times \right. \\ \left. \times \left(1 + \sqrt{\frac{H_b}{H_n}} \sin\left(\frac{\beta}{2}\right)^3 \right) \right] \quad (41)$
Hay и Davies [31]	$\left[\frac{I_b}{I_0} R_b + \frac{(1 + \cos(\beta))}{2} \times \right. \\ \left. \times \left(1 - \frac{H_b}{H_0} \right) \right] \quad (42)$

Среднемесячное отраженное солнечное излучение, падающее на наклонную поверхность, находится по формуле:

$$H_{r\beta} = \rho \frac{(1 - \cos(\beta))}{2} H, \quad (43)$$

где ρ — альбедо земной поверхности, в настоящем исследовании принято среднегодовое значение — 0,2.

Суммарное солнечное излучение, падающее на наклонную поверхность ФЭП, находится по формуле [32], [33]:

$$H_{\beta} = H_{b\beta} + H_{d\beta} + H_{r\beta}. \quad (44)$$

Среднемесячная мощность, вырабатываемая СЭС, находится по формуле [34], [35]:

$$P_{PV} = f P_{\Sigma} \frac{H_{\beta}}{H_S} (1 - \sigma (T_{PV} - T_R)), \quad (45)$$

где f — коэффициент, учитывающий деградацию, запыление ФЭП, принимается равным 0,9 *о.е.*; P_{Σ} — номинальная мощность всех ФЭП, установленных на солнечной станции; H_S — значение солнечной инсоляции в стандартных условиях заводских испытаний ФЭП, принимаемое, по данным завода-изготовителя, равным 1 000 Вт/м²; σ — температурный коэффициент ФЭП, принимаемый по паспортным данным ФЭП, %/°C; T_{PV} — среднемесячная температура ФЭП, °C; T_R — температура ФЭП в стандартных условиях, принимаемая по данным завода-изготовителя, равным 25 °C. Учитывая опыт авторов по расчету почасовой выработки электроэнергии для различных дат (номеров дней), выражение в скобках формулы (45) редко достигает значения 0,96 и менее. Поэтому принимаем допущение о том, что температура ФЭП не оказывает значительного влияния на точность расчета среднемесячной выработки электроэнергии с помощью СЭС.

Результаты исследования. Для проверки применимости и точности представленных математических моделей для нахождения рассеянного солнечного излучения, падающего на наклонную поверхность, использовались данные за 2022 г. с двух учебно-научных солнечных станций [36]. Станции расположены на крыше одного из учебных корпусов Оренбургского государственного университета (Оренбург). Одна станция (станция № 1) состоит из двух ФЭП общей мощностью 400 Вт и расположена

стационарно под оптимальным углом относительно поверхности земли. Вторая станция (станция № 2) аналогична первой и оснащена системой слежения за Солнцем, поворотной платформой с расположенными на ней ФЭП. Каждая станция имеет свой сетевой инвертор, который подключен к системе электроснабжения и оснащен системой сбора информации. Информация поступает в облачное хранилище и в дальнейшем обрабатывается. Временной интервал записи данных составляет 5 мин. Станции введены в эксплуатацию в конце 2021 г. и работают по настоящее время. Для получения достоверных данных при проведении экспериментальных исследований поверхности ФЭП всех экспериментальных станций в зимний период периодически очищались от снега и наледи, а в летний — от пыли.

Индекс ясности неба, используемый в формуле (3), характеризует прозрачность неба. Он показывает, насколько уменьшается солнечное излучение у поверхности земли по сравнению с солнечным излучением, достигшим верхней части атмосферы, распространяясь со стороны Солнца. В ясные дни этот индекс может принимать значение от 0,7 до 0,8. В настоящее время индекс ясности неба фиксируется с помощью систем спутникового слежения для любой географической точки Земли в режиме реального времени. Индекс ясности неба, используемый в настоящем исследовании, был принят для места расположения экспериментальных СЭС из базы данных NASA [37]. На рис. 1 показан среднемесячный индекс ясности неба для СЭС в г. Оренбург.

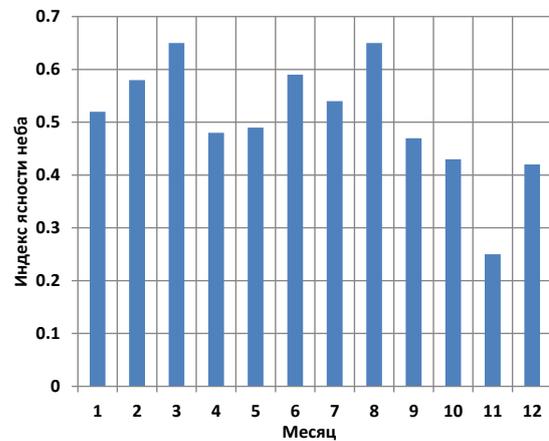


Рис. 1. Среднемесячный индекс ясности неба за 2022 г.

На рис. 2 показана выработка электроэнергии двумя экспериментальными СЭС за 2022 г.

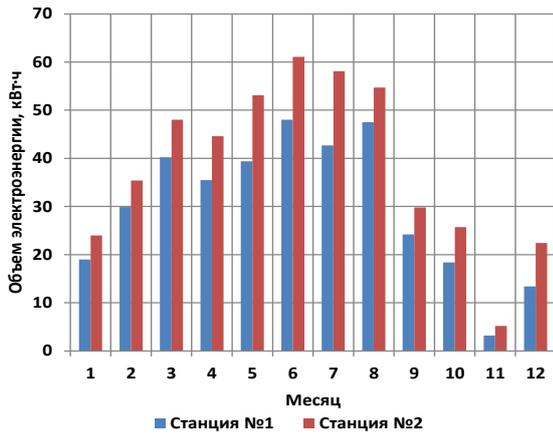


Рис. 2. Объем электроэнергии, выработанный солнечными станциями за 2022 г.

Существуют различные математические модели для нахождения значения оптимального угла наклона ФЭП [38]. В настоящем исследовании угол наклона β для станции № 1 с неподвижными ФЭП равен широте местности 52° , а для станции № 2, оснащенной системой слежения за Солнцем, находится по формуле:

$$\beta = |\varphi - \delta|. \quad (46)$$

Для нахождения полного среднемесячного солнечного излучения, падающего на наклонную поверхность, использовалась формула (44). Для нахождения прямого солнечного излучения, падающего на наклонную поверхность ФЭП, использовались формулы (1) – (4), (31) – (34). При этом для нахождения зависимости $k(k_i)$ использовалось 26 математических моделей по формулам (5) – (30), представленных в табл. 2. Для нахождения значения среднемесячного рассеянного солнечного излучения, падающего на наклонную поверхность ФЭП, использовались формулы (1) – (4) и (35). При этом для нахождения значения среднемесячного рассеянного солнечного излучения, падающего на горизонтальную поверхность, использованы 26 математических моделей для нахождения зависимости $k(k_i)$ (табл. 2). Для нахождения значения среднемесячного рассеянного солнечного излучения, падающего на наклонную поверхность, использовались зависимости $R_d(\beta)$. Для их нахождения использовались 4 изотропных математических модели (формулы (36) – (39), представленные в табл. 3) и 3 анизотропных (формулы (40) – (42), представленные в табл. 4). Отраженное среднемесячное солнечное излучение находилось по формуле (43). Всего для нахождения значения среднемесячного солнечного излучения, падающего на горизонтальную поверхность, в настоящем исследовании рассмотрены 182 математические модели. Для каждой из них были найдены относительная погрешность ($\varepsilon\%$), среднеквадратичная ошибка ($RMSE\%$), средняя абсолютная ошибка ($MAPE\%$) и средняя ошибка смещения ($MBE\%$). В результате моделирования были выбраны математические модели, имеющие наименьшее расхождение с экспериментальными

данными. В табл. 5 представлены результаты моделирования с помощью моделей, имеющих наименьшую погрешность.

Таблица 5. Результаты моделирования

Показатель	Станция № 1	Станция № 2
Объем выработки электроэнергии, кВт·ч/год (эксперимент)	363,4	458,1
Объем выработки электроэнергии, кВт·ч/год (расчет)	379,94	447,8
Номера формул моделей с минимальной погрешностью	(9) и (41)	(9) и (3)
$\varepsilon\%$	4,5	2,2
$RMSE\%$	8,4	9,2
$MAPE\%$	8,2	11,2
$MBE\%$	6,6	9,7

По результатам моделирования на рис. 3 и 4 построены расчетные и экспериментальные зависимости для станций № 1 и 2 соответственно. Полученные расчетные данные показывают, что точность выбранных методов оказывается приемлемой для инженерных расчетов. Из расчетов видно, что для Оренбурга самым неблагоприятным месяцем для выработки электроэнергии с помощью СЭС является ноябрь. В этом месяце наблюдается и самый низкий за год индекс ясности неба, подтверждаемый данными со спутников. Таким образом, автором установлено, что при математическом моделировании рассеянного солнечного излучения можно использовать все рассмотренные математические модели. В дальнейших исследованиях предполагается непрерывное измерение пиранометром суммарного и рассеянного солнечного излучения, а также разработка математической модели для нахождения рассеянного солнечного излучения для Южного Урала.

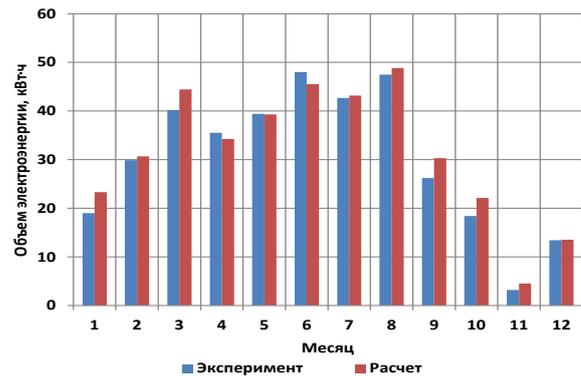


Рис. 3. Сравнение экспериментальных и расчетных данных для станции № 1

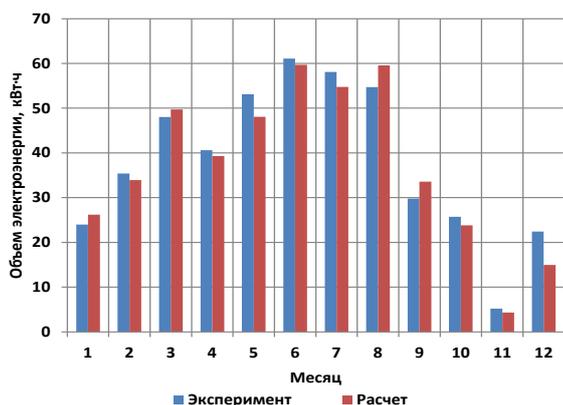


Рис. 4. Сравнение экспериментальных и расчетных данных для станции № 2

Заключение

1. Автором выполнен анализ иностранной литературы, посвященной математическому моделированию среднемесячного рассеянного

солнечного излучения, которое падает на наклонную поверхность ФЭП.

2. Автором исследована применимость методов нахождения значения среднемесячного рассеянного солнечного излучения к условиям средних широт России, в том числе для Оренбурга. Выполнена оценка их адекватности с помощью действующей солнечной станции на основе физического эксперимента.

3. Результаты проведенных исследований показали, что для прогнозирования выработки электроэнергии СЭС с неподвижными ФЭП для Оренбурга лучше всего использовать методы Barbaro [9], Duffie и Beckhman [5], а для СЭС с системой слежения за Солнцем — методы Barbaro [9] и Tian [29].

4. Подход к математическому моделированию рассеянного солнечного излучения, представленный в данной статье, позволит проектировщикам СЭС повысить точность прогнозирования выработки электроэнергии и использовать его в создаваемых системах автоматизированного проектирования СЭС.

Литература

- Безруких П.П. Тенденции развития электроэнергетики мира в XXI веке // Вестн. МЭИ. 2022. № 3. С. 43-52.
- Тягунов М.Г. Цифровая трансформация и энергетика // Энергетическая политика. 2021. № 9 (163). С. 74-85.
- Шакиров В.А. Методика оценки прихода суммарной солнечной радиации на наклонные поверхности с использованием многолетних архивов метеорологических данных // Системы. Методы. Технологии. 2017. № 4 (36). С. 115-121.
- Aras H., Balli O., Hepbasli A. Estimating the horizontal diffuse solar radiation over the Central Anatolia Region of Turkey // Energy Conversion and Management. 2006. V. 47, № 15-16. P. 2240-2249.
- Duffie J.A., Beckman W.A., Worek W.M. Solar Engineering of Thermal Processes. 2003. V. 11. 928 p. URL: <https://archive.org/details/solarengineering0000duff/page/n5/mode/2up> (дата обращения: 11.08.2024).
- Klein S. Calculation of monthly average insolation on tilted surfaces // Solar Energy. 1977. V. 19. P. 325-329.
- Liu B.Y.H., Jordan R.C. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation // Solar Energy. 1960. V. 4, № 3. P. 1-19.
- Page J.K. The estimation of monthly mean values of daily total short-wave radiation on vertical and inclined surfaces from sunshine records for latitudes 40°N - 40°S // In: Proc UN Conf On New Sources of Energy August 21-31. 1961. Rome, Italy, United Nations. V. 4, № 598. P. 378-390.
- Barbaro S., Cannato G., Coppolina S., Leone C., Sinagra E. Diffuse solar radiation statistics for Italy // Solar Energy. 1981. V. 26. P. 429-435.
- Jain P. A model for diffuse and global irradiation on horizontal surfaces // Solar Energy. 1990. V. 45, № 5. P. 301-308.
- Kaygusuz K., Ayhan T. Analysis of solar radiation data for Trabzon, Turkey // Energy Conversion and Management. 1999. V. 40. P. 545-556.
- Ibrahim S.M. Diffuse solar radiation in Cairo, Egypt // Energy Conversion and Management. 1985. V. 25. P. 69-72.
- Iqbal M. A study of Canadian diffuse and total solar radiation data - I Monthly average daily horizontal radiation // Solar Energy. 1979. V. 22, № 1. P. 81-86.
- Aras H., Balli O., Hepbasli A. Estimating the horizontal diffuse solar radiation over the Central Anatolia Region of Turkey // Energy Conversion and Management. 2006. V. 47. P. 2240-2249.
- Ulgen K., Hepbasli A. Diffuse solar radiation estimation models for Turkey's big cities // Energy Conversion & Management. 2009. V. 50. P. 149-156.
- Elhadidy M.A., Abdel-Nabi D.Y. Diffuse fraction of daily global radiation at Dhahran. Saudi Arabia // Solar Energy. 1991. V. 46, № 2. P. 89-95.
- Tarhan S., Sari A. Model selection for global and diffuse radiation over the Central Black Sea (CBS) region of Turkey // Energy Conversion and Management. 2005. V. 46. P. 605-613.
- Trabea A. Technical note a multiple linear correlation for diffuse radiation from global solar radiation and sunshine data over Egypt // Renewable Energy. 1999. V. 17. P. 411-420.
- Erbs D., Klein S., Duffie J. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation // Solar Energy. 1982. V. 28, № 4. P. 293-302.
- Tiris M., Tiris Ç., Türe I.E. Correlations of monthly-average daily global, diffuse and beam radiations with hours of bright sunshine in Gebze, Turkey // Energy Conversion and Management. 1996. V. 37, № 9. P. 1417-1421.
- Bortolini M., Gamberi M., Graziani A., Manzini R., Mora C. Multi-location model for the estimation of the horizontal daily diffuse fraction of solar radiation in Europe // Energy Conversion and Management. 2013. V. 67. P. 208-216.
- Tasdemiroglu E., Sever R. Estimation of monthly average, daily, horizontal diffuse radiation in Turkey // Energy. 1991. V. 16, № 4. P. 787-790.
- Obiwulu A.U., Erusiafe N., Olopade M.A., Nwokolo S.C. Modeling and estimation of the optimal tilt angle, maximum incident solar radiation, and global radiation index of the photovoltaic system // Heliyon. 2022. V. 8, № 6. P. 1-25.
- Mousavi Maleki S., Hizam H., Gomes C. Estimation of Hourly, Daily and Monthly Global Solar Radiation on Inclined Surfaces: Models Re-Visited // Energies. 2017. V. 10, № 1. P. 134.
- Khatib T., Deria R. East-west oriented photovoltaic power systems: model, benefits and technical evaluation // Energy Conversion and Management. 2022. V. 266. P. 115810.
- Liu B.Y.H., Jordan R.C. Daily Insolation on Surfaces Tilted towards the Equator // ASHRAE Transactions. 1962. V. 67. P. 526-541.
- Badescu V. 3D isotropic approximation for solar diffuse irradiance on tilted surfaces // Renewable Energy. 2002. V. 26, № 2. P. 221-233.
- Koronakis P.S. On the choice of the angle of tilt for south facing solar collectors in the Athens basin area // Solar Energy. 1986. V. 36, № 3. P. 217-225.
- Tian Y.Q., Davies-Colley R.J., Gong P., Thorrold B.W. Estimating solar radiation on slopes of arbitrary aspect // Agricultural and Forest Meteorology. 2001. V. 109, № 1. P. 67-74.
- Steven M.D., Unsworth M.H. The angular distribution and interception of diffuse solar radiation below overcast skies // Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society. 1980. V. 106, № 447. P. 57-61.
- Hay J.E., Davies J.A. Calculation of the solar radiation incident on an inclined surface // Proceedings First Canadian Solar Radiation Data Workshop, 1980. P. 59-72.
- Коновалов Ю.В., Хазиев А.Н. Расчет инсоляции солнечной фотоэлектрической электростанции с учетом геолокационных и погодных параметров // iPolytech Journal. 2022. V. 26, № 3. P. 439-450.
- Рамадан А., Елистратов В.В. Оценка прихода солнечной энергии и выбор оптимального угла наклона солнечной батареи для условий Сирии // Альтернативная энергетика и экология. 2018. № 22-24 (270-272). С. 12-27.

34. Al-Buraiki A.S., Al-Sharafi A. Technoeconomic analysis and optimization of hybrid solar/wind/battery systems for a standalone house integrated with electric vehicle in Saudi Arabia // *Energy Conversion and Management*. 2021. V. 250. P. 114899.
35. Митрофанов С.В. Исследование работы солнечной электростанции с двухосевым солнечным трекером // *iPolytech Journal*. 2023. V. 27, № 4. P. 737-748.
36. Митрофанов С.В., Немальцев А.Ю., Байкасов Д.К. Первичная апробация автоматизированного двухкоординатного солнечного трекера в климатических условиях Оренбургской области как перспектива создания программно-аппаратного комплекса // *Альтернативная энергетика и экология*. 2018. № 7-9. С. 43-54.
37. POWER|Data Access Viewer. URL: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/> (дата обращения: 10.05.2024).
38. Митрофанов С.В. Выбор оптимального угла наклона солнечных панелей для размещения их в произвольном регионе // *Вестн. Южно-Уральского гос. ун-та. Сер. Энергетика*. 2023. Т. 23, № 1. С. 5-11.
17. Tarhan S., Sari A. Model selection for global and diffuse radiation over the Central Black Sea (CBS) region of Turkey // *Energy Conversion and Management*. 2005. V. 46. P. 605-613.
18. Trabea A. Technical note a multiple linear correlation for diffuse radiation from global solar radiation and sunshine data over Egypt // *Renewable Energy*. 1999. V. 17. P. 411-420.
19. Erbs D., Klein S., Duffie J. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation // *Solar Energy*. 1982. V. 28, № 4. P. 293-302.
20. Tiris M., Tiris Ç., Türe I.E. Correlations of monthly-average daily global, diffuse and beam radiations with hours of bright sunshine in Gebze, Turkey // *Energy Conversion and Management*. 1996. V. 37, № 9. P. 1417-1421.
21. Bortolini M., Gamberi M., Graziani A., Manzini R., Mora C. Multi-location model for the estimation of the horizontal daily diffuse fraction of solar radiation in Europe // *Energy Conversion and Management*. 2013. V. 67. P. 208-216.
22. Tasdemiroglu E., Sever R. Estimation of monthly average, daily, horizontal diffuse radiation in Turkey // *Energy*. 1991. V. 16, № 4. P. 787-790.
23. Obiwulu A.U., Erusiafe N., Olopade M.A., Nwokolo S.C. Modeling and estimation of the optimal tilt angle, maximum incident solar radiation, and global radiation index of the photovoltaic system // *Heliyon*. 2022. V. 8, № 6. P. 1-25.
24. Mousavi Maleki S., Hizam H., Gomes C. Estimation of Hourly, Daily and Monthly Global Solar Radiation on Inclined Surfaces: Models Re-Visited // *Energies*. 2017. V. 10, № 1. P. 134.
25. Khatib T., Deria R. East-west oriented photovoltaic power systems: model, benefits and technical evaluation // *Energy Conversion and Management*. 2022. V. 266. P. 115810.
26. Liu B.Y.H., Jordan R.C. Daily Insolation on Surfaces Tilted towards the Equator // *ASHRAE Transactions*. 1962. V. 67. P. 526-541.
27. Badescu V. 3D isotropic approximation for solar diffuse irradiance on tilted surfaces // *Renewable Energy*. 2002. V. 26, № 2. P. 221-233.
28. Koronakis P.S. On the choice of the angle of tilt for south facing solar collectors in the Athens basin area // *Solar Energy*. 1986. V. 36, № 3. P. 217-225.
29. Tian Y.Q., Davies-Colley R.J., Gong P., Thorrold B.W. Estimating solar radiation on slopes of arbitrary aspect // *Agricultural and Forest Meteorology*. 2001. V. 109, № 1. P. 67-74.
30. Steven M.D., Unsworth M.H. The angular distribution and interception of diffuse solar radiation below overcast skies // *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*. 1980. V. 106, № 447. P. 57-61.
31. Hay J.E., Davies J.A. Calculation of the solar radiation incident on an inclined surface // *Proceedings First Canadian Solar Radiation Data Workshop*, 1980. P. 59-72.
32. Kononov Yu.V., Haziiev A.N. Calculation of solar photovoltaic power plant insolation taking into account geolocation and weather parameters // *iPolytech Journal*. 2022. V. 26, № 3. P. 439-450.
33. Ramadan A., Elistratov V.V. Assessment of the arrival of solar energy and the choice of the optimal angle of inclination of the solar battery for the conditions of Syria // *International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology*. 2018. № 22-24 (270-272). P. 12-27.
34. Al-Buraiki A.S., Al-Sharafi A. Technoeconomic analysis and optimization of hybrid solar/wind/battery systems for a standalone house integrated with electric vehicle in Saudi Arabia // *Energy Conversion and Management*. 2021. V. 250. P. 114899.
35. Mitrofanov S.V. Investigation of the operation of a solar power plant with a two-axis solar tracker // *iPolytech Journal*. 2023. V. 27, № 4. P. 737-748.
36. Mitrofanov S.V., Nemaľ'cev A.Yu., Bajkasenov D.K. Primary approbation of an automated two-coordinate solar tracker in the climatic conditions of the Orenburg region as a prospect for creating a software and hardware complex // *International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology*. 2018. № 7-9. P. 43-54.
37. POWER|Data Access Viewer. URL: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/> (data obrashcheniya: 10.05.2024).
38. Mitrofanov S.V. Choosing the optimal angle of inclination of solar panels for placing them in an arbitrary region // *Bulletin of South Ural. Ser. Power Engineering*. 2023. V. 23, № 1. P. 5-11.

References

1. Bezrukih P.P. Trends in the development of the world's electric power industry in the XXI century // *Vestnik MEI/Bulletin of MPEI*. 2022. № 3. P. 43-52.
2. Tyagunov M.G. Digital transformation and energy // *Energy policy*. 2021. № 9 (163). P. 74-85.
3. Shakirov V.A. Methodology for estimating the arrival of total solar radiation on inclined surfaces using long-term archives of meteorological data // *Systems. Methods. Technologies*. 2017. № 4 (36). P. 115-121.
4. Aras H., Balli O., Hepbasli A. Estimating the horizontal diffuse solar radiation over the Central Anatolia Region of Turkey // *Energy Conversion and Management*. 2006. V. 47, № 15-16. P. 2240-2249.
5. Duffie J.A., Beckman W.A., Worek W.M. *Solar Engineering of Thermal Processes*. 2003. V. 11. 928 p. URL: <https://archive.org/details/solarengineering0000duff/page/n5/mode/2up> (data obrashcheniya: 11.08.2024).
6. Klein S. Calculation of monthly average insolation on tilted surfaces // *Solar Energy*. 1977. V. 19. P. 325-329.
7. Liu B.Y.H., Jordan R.C. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation // *Solar Energy*. 1960. V. 4, № 3. P. 1-19.
8. Page J.K. The estimation of monthly mean values of daily total short-wave radiation on vertical and inclined surfaces from sunshine records for latitudes 40°N - 40°S // In: *Proc UN Conf On New Sources of Energy August 21-31. 1961. Rome, Italy, United Nations*. V. 4, № 598. P. 378-390.
9. Barbaro S., Cannato G., Coppolina S., Leone C., Sinagra E. Diffuse solar radiation statistics for Italy // *Solar Energy*. 1981. V. 26. P. 429-435.
10. Jain P. A model for diffuse and global irradiation on horizontal surfaces // *Solar Energy*. 1990. V. 45, № 5. P. 301-308.
11. Kaygusuz K., Ayhan T. Analysis of solar radiation data for Trabzon, Turkey // *Energy Conversion and Management*. 1999. V. 40. P. 545-556.
12. Ibrahim S.M. Diffuse solar radiation in Cairo, Egypt // *Energy Conversion and Management*. 1985. V. 25. P. 69-72.
13. Iqbal M. A study of Canadian diffuse and total solar radiation data - I Monthly average daily horizontal radiation // *Solar Energy*. 1979. V. 22, № 1. P. 81-86.
14. Aras H., Balli O., Hepbasli A. Estimating the horizontal diffuse solar radiation over the Central Anatolia Region of Turkey // *Energy Conversion and Management*. 2006. V. 47. P. 2240-2249.
15. Ulgen K., Hepbasli A. Diffuse solar radiation estimation models for Turkey's big cities // *Energy Conversion & Management*. 2009. V. 50. P. 149-156.
16. Elhadidy M.A., Abdel-Nabi D.Y. Diffuse fraction of daily global radiation at Dhahran. Saudi Arabia // *Solar Energy*. 1991. V. 46, № 2. P. 89-95.