

УДК 621.311.243
DOI: 10.18799/24131830/2024/10/4507
Шифр специальности ВАК: 2.4.5

Методы определения рассеянного солнечного излучения с целью повышения точности прогнозирования почасовой выработки электроэнергии солнечными электростанциями

С.В. Митрофанов[✉]

Оренбургский государственный университет, Россия, г. Оренбург

[✉]mitser2002@mail.ru

Аннотация. Актуальность. Для оценки потенциала электроэнергии, которая может быть получена от солнечных электростанций, установленных в разных регионах, необходима простая и актуальная методика. Сложность оценки потенциала солнечной энергии заключается в наличии некоторых факторов, влияющих на выработку электроэнергии и зависящих от случайных событий. К таким факторам относятся в первую очередь ясность неба, направление фотоэлектрических панелей строго на Солнце, запыленность, температуру окружающей среды. В литературных источниках используются разные подходы к оценке потенциала солнечной энергии. В данной работе представлена методика оценки выработки электроэнергии солнечной станцией, имеющей непрерывную систему слежения за Солнцем с учетом запыленности и температуры фотоэлектрических панелей. Методика опробована на действующей физической модели. **Цель:** изучение существующих методик, наиболее подходящих для средней полосы России, для оценки потенциала солнечной энергии. **Объекты:** солнечные электростанции. **Методы:** эмпирические и аналитические методы. Используя данные, получаемые с действующей солнечной станции, давалась оценка адекватности предложенной методики. **Результаты.** Выбранные методы учитывают почасовой индекс ясности неба, что позволило с достаточной для инженерных методик точностью определить суточную выработку электроэнергии солнечной станцией с различными углами наклона солнечных панелей. Это позволит повысить точность оценки потенциала электроэнергии, полученной солнечными станциями, как со стационарными фотоэлектрическими панелями, так и с системами слежения за Солнцем. На основании проведенных вычислительных экспериментов и проведенного анализа данных, полученных с действующей солнечной станции, авторы пришли к выводу, что представленная в данной работе методика позволяет с достаточно высокой точностью определить потенциал электроэнергии, которая может быть получена на территории России солнечными станциями.

Ключевые слова: солнечная электростанция, рассеянное солнечное излучение, фотоэлектрическая панель, индекс ясности неба, солнечная инсоляция, угол наклона солнечной панели

Для цитирования: Митрофанов С.В. Методы определения рассеянного солнечного излучения с целью повышения точности прогнозирования почасовой выработки электроэнергии солнечными электростанциями // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 10. – С. 120–133. DOI: 10.18799/24131830/2024/10/4507

UDC 621.311.243
DOI: 10.18799/24131830/2024/10/4507

Methods for determining scattered solar radiation in order to increase the accuracy of forecasting hourly electricity generation by solar power plants

S.V. Mitrofanov[✉]

Orenburg State University, Orenburg, Russian Federation

[✉]mitser200@mail.ru

Abstract. Relevance. A simple and up-to-date methodology is needed to assess the potential of electricity that can be obtained from solar power plants installed in different regions. The difficulty in assessing the potential of solar energy lies in the presence of some factors that affect electricity generation and depend on random events. Such factors include, first of all, the sky clarity, the direction of photovoltaic panels strictly to the Sun, dustiness, and ambient temperature. The literature uses different approaches to assess the potential of solar energy. This paper presents a methodology for evaluating the generation of electricity by a solar panel having a continuous solar tracking system, taking into account the dustiness and temperature of photovoltaic panels. The technique has been tested on an existing physical model. **Aim.** To study the existing methods for assessing the potential of solar energy and to select the most suitable ones for the central part of Russia. **Object.** Solar power plants. **Methods.** Empirical and analytical methods. Using the data obtained from an operating solar station, the adequacy of the proposed methodology was assessed. **Results.** The selected methods take into account the hourly sky clarity index, which made it possible, with sufficient accuracy for engineering techniques, to determine the daily power generation of a solar station with different angles of inclination of solar panels. This will improve the accuracy of estimating the potential of electricity generated by solar power plants, both with stationary photovoltaic panels and with solar tracking systems. Based on the conducted computational experiments and the analysis of data obtained from an operating solar station, the authors concluded that the technique presented in this paper allows us to determine with high enough accuracy the potential of electricity that can be produced in Russia by solar stations.

Keywords: solar power plant, scattered solar radiation, photovoltaic panel, sky clarity index, solar insolation, angle of inclination of the solar panel

For citation: Mitrofanov S.V. Methods for determining scattered solar radiation in order to increase the accuracy of forecasting hourly electricity generation by solar power plants. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 10, pp. 120–133. DOI: 10.18799/24131830/2024/10/4507

Введение

Повышение энергетической эффективности использования солнечных станций является важной задачей современной энергетики. В России за последние 5 лет производство электроэнергии, выработанной солнечными электростанциями, значительно выросло. Это связано, прежде всего, со строительством новых солнечных электрических станций. Например, в Оренбургской области установленная мощность солнечных станций уже выше 320 МВт. Прогнозирование выработки электроэнергии солнечными станциями используется для экономической оценки целесообразности строительства таких станций. Для прогнозирования в основном используют приближенные методы, точность которых может оказаться неприемлемой. Повышение точности расчета объема поступающего солнечного излучения на различные поверхности имеет значение для инженеров-проектировщиков не только солнечных станций, но и зданий и сооружений, которые также проектируются с учетом сторон света и отражения солнечных лучей от соседних строений.

На метеостанциях полную солнечную инсоляцию обычно измеряют на горизонтальных плоскостях. В реальности на всех солнечных электростанциях (СЭС) солнечные фотоэлектрические панели (ФЭП) расположены под определенным углом к горизонтальной поверхности. При этом прямое солнечное излучение, падающее на наклонную поверхность, легко определяется через угол наклона ФЭП. Тогда как рассеянное солнечное излучение таким образом невозможно определить из-за того, что оно распространяется на поверхность ФЭП с

разных точек неба. Там, где нет возможности измерить рассеянное солнечное излучение, исследователи предложили несколько математических моделей для его расчета. При этом полную почасовую солнечную инсоляцию, падающую на наклонную поверхность ФЭП, было предложено определять через полную солнечную инсоляцию, падающую на горизонтальную поверхность. Существующие математические модели используются как для нахождения прямого и рассеянного солнечного излучения на горизонтальной поверхности, так и для нахождения прямого, рассеянного и отраженного солнечного излучения от земной поверхности на наклонную поверхность ФЭП. На принятие решения об использовании той или иной модели большее влияние оказывает широта рассматриваемой местности [1, 2]. Для выбора оптимальной модели необходимо сравнить расчетные и экспериментальные данные для определенной широты местности. Точность всех математических моделей зависит в основном от точности нахождения рассеянного и отраженного от поверхности Земли солнечного излучения. Для нахождения рассеянного солнечного излучения необходимо знать значение индекса ясности неба k_f . Он определяет, какое количество солнечного излучения, проходящего через атмосферу, достигло земной поверхности, не поглотилось, не отразилось, не рассеялось из-за пыли или облачности. Согласно исследованиям, проведенным авторами [3–7], значения почасового и суточного индекса ясности неба k_f сильно зависят от предполагаемого географического места строительства СЭС. Для определения оптимального угла наклона ФЭП СЭС можно воспользоваться различ-

ными математическими моделями. Эти модели рассмотрены и представлены в работе [8]. В настоящем исследовании выполнен анализ известных математических моделей, представленных в [1], для определения полной почасовой солнечной инсоляции, падающей на горизонтальную и наклонную поверхности ФЭП, подходящих для средних широт России.

Материалы и методы

Рассмотрим математические модели определения почасовой солнечной инсоляции, падающей на горизонтальную и наклонную поверхности ФЭП СЭС.

Солнечное излучение, падающее на горизонтальную поверхность

Полное солнечное излучение, падающее на горизонтальную поверхность, определяется как:

$$I_{\text{н}} = I_b + I_d, \quad (1)$$

где I_b – прямое почасовое солнечное излучение, падающее на горизонтальную поверхность, Вт/м², I_d – рассеянное солнечное излучение, попадающее на горизонтальную поверхность. Так как рассматриваемая поверхность лежит строго горизонтально относительно Земли, солнечные лучи, отраженные от поверхности Земли, на него не попадают.

Полное солнечное излучение, падающее на горизонтальную поверхность, измеряется с помощью пиранометра, который позволяет получить суммарное значение прямого и рассеянного солнечного излучения. Полное солнечное излучение, падающее на горизонтальную поверхность, определяется через внеземное солнечное излучение и индекс ясности неба k_t по формуле:

$$I_{\text{н}} = k_t I_0 \cos(\theta_z), \quad (2)$$

где $I_{\text{н}}$ – полная почасовая солнечная инсоляция, падающая на горизонтальную поверхность ФЭП; I_0 – глобальная почасовая внеземная солнечная инсоляция, достигающая атмосферы Земли и падающая на поверхность, направленную перпендикулярно лучам Солнца; θ_z – зенитный угол, определяемый по известным формулам для любого момента времени между восходом и заходом Солнца [1].

Значение глобальной почасовой внеземной солнечной инсоляции в произвольный момент времени определяется согласно выражению:

$$I_0 = G_{\text{sc}} \left(1 + 0,033 \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right), \quad (3)$$

где G_{sc} – солнечная постоянная, принимаемая равной 1367 Вт/м²; n – номер дня в году, начиная с 1 января.

Прямое солнечное излучение – это часть внеземного солнечного излучения, проходящего через атмосферу Земли без преломления, отражения и поглощения, достигающего рассматриваемой поверхности. Прямое солнечное излучение может быть измерено на метеостанции пиргелиометром. Математические модели для определения прямого почасового солнечного излучения, падающего на горизонтальную поверхность, известны и представлены в работах [9–11].

Сложнее определяется рассеянное солнечное излучение, падающее на горизонтальную поверхность. На метеостанциях для измерения такого излучения используется дорогостоящее оборудование. Именно из-за высокой стоимости измерительного оборудования появилось большое количество математических моделей для определения рассеянного солнечного излучения, которые позволяют выполнить прогнозирование потенциала солнечной энергии в произвольном регионе мира.

Для его определения используются две группы математических моделей: параметрические и декомпозиционные. В параметрических моделях значение прямого солнечного излучения уменьшается из-за пыли, облачности и загрязнения атмосферы. В параметрических моделях математически описывается интенсивность ослабления в зависимости от номера дня. К параметрическим моделям относятся такие модели, как модель чистого неба (ASHRAE) [12] и его различные модификации.

Декомпозиционные модели основаны на некоторой сложной зависимости рассеянного солнечного излучения от полного солнечного излучения, падающего на горизонтальную поверхность через индекс ясности неба k_t . Почасовой индекс ясности неба k_t , в свою очередь, может быть найден из статистических данных, полученных от метеостанций со всего мира. Для нахождения почасового индекса ясности неба k_t для произвольного дня и местоположения на местности рассматриваемой поверхности ФЭП в настоящем исследовании использовался сервис NASA [13].

В результате многочисленных исследований авторами со всего мира установлено, что существует связь между почасовым рассеянным солнечным излучением и полным почасовым солнечным излучением, падающими на горизонтальную поверхность:

$$I_d = k(k_t) I_{\text{н}}, \quad (4)$$

где $k(k_t)$ – некоторая зависимость. Эта зависимость по результатам проведенных исследований может быть представлена как линейная, экспоненциальная или полиномиальная.

В табл. 1 приведены зависимости $k(k_t)$, полученные исследователями со всего мира на основе корреляции с экспериментальными данными.

Таблица 1. Математические модели для нахождения рассеянного почасового солнечного излучения, падающего на горизонтальную поверхность Земли

Table 1. Mathematical models for finding the scattered hourly solar radiation incident on the horizontal surface of the Earth

Источник/Reference	Модель/Model	
[14]	$\begin{cases} k(k_t) = 0,974k_t, & \text{если } k_t \leq 0,15 \\ k(k_t) = 1,192 - 1,349k_t, & \text{если } 0,15 < k_t \leq 0,7 \\ k(k_t) = 0,259k_t, & \text{если } 0,7 < k_t \leq 1 \end{cases}$	(5)
[15]	$\begin{cases} k(k_t) = 1 - 0,249k_t, & \text{если } k_t < 0,35 \\ k(k_t) = 1,577 - 1,84k_t, & \text{если } 0,35 < k_t \leq 0,75 \\ k(k_t) = 0,177k_t, & \text{если } 0,75 < k_t \leq 1 \end{cases}$	(6)
[16]	$\begin{cases} k(k_t) = 1 - 0,248k_t, & \text{если } k_t < 0,3 \\ k(k_t) = 1,45 - 1,67k_t, & \text{если } 0,3 < k_t \leq 0,78 \\ k(k_t) = 0,147k_t, & \text{если } 0,78 < k_t \leq 1 \end{cases}$	(7)
[17]	$\begin{cases} k(k_t) = 1 - 0,254k_t + 0,0123\sin(\alpha), & \text{если } k_t < 0,3 \\ k(k_t) = 1,4 - 1,749k_t + 0,177\sin(\alpha), & \text{если } 0,3 < k_t \leq 0,78 \\ k(k_t) = 0,486k_t - 0,182\sin(\alpha), & \text{если } 0,78 < k_t \leq 1 \end{cases}$	(8)
[18]	$k(k_t) = \frac{1}{1 + e^{(8,66k_t - 4,94)}}$	(9)
[19]	$\begin{cases} k(k_t) = 0,915k_t, & \text{если } k_t < 0,225 \\ k(k_t) = 1,1389 - 0,9422k_t - 0,3878k_t^2, & \text{если } 0,225 \leq k_t \leq 0,775 \\ k(k_t) = 0,215k_t, & \text{если } 0,775 < k_t \leq 1 \end{cases}$	(10)
[20]	$\begin{cases} k(k_t) = 0,987k_t, & \text{если } k_t \leq 0,1 \\ k(k_t) = 0,94 + 0,937k_t - 5,01k_t^2 + 3,32k_t^3, & \text{если } 0,1 < k_t \leq 0,8 \\ k(k_t) = 0,177k_t, & \text{если } 0,8 < k_t \leq 1 \end{cases}$	(11)
[21]	$\begin{cases} k(k_t) = 0,995 - 0,081k_t, & \text{если } k_t \leq 0,21 \\ k(k_t) = 0,724 + 2,738k_t - 8,32k_t^2 + 4,967k_t^3, & \text{если } 0,21 < k_t \leq 0,76 \\ k(k_t) = 0,18k_t, & \text{если } 0,76 < k_t \leq 1 \end{cases}$	(12)
[22]	$\begin{cases} k(k_t) = 0,9995 - 0,05k_t - 2,4156k_t^2 + 1,4926k_t^3, & \text{если } 0 \leq k_t \leq 0,78 \\ k(k_t) = 0,2k_t, & \text{если } 0,78 < k_t \leq 1 \end{cases}$	(13)
[23]	$\begin{cases} k(k_t) = 0,95, & \text{если } k_t \leq 0,175 \\ k(k_t) = 0,9698 + 0,4353k_t - 3,4499k_t^2 + 2,188k_t^3, & \text{если } 0,175 < k_t \leq 0,755 \\ k(k_t) = 0,26, & \text{если } 0,755 < k_t \leq 1 \end{cases}$	(14)
[24]	$\begin{cases} k(k_t) = 1 - 0,09k_t, & \text{если } k_t \leq 0,22 \\ k(k_t) = 0,9511 - 0,1604k_t + 4,388k_t^2 - 16,638k_t^3 + 12,336k_t^4, & \text{если } 0,22 < k_t \leq 0,8 \\ k(k_t) = 0,165k_t, & \text{если } 0,8 < k_t \leq 1 \end{cases}$	(15)
[25]	$\begin{cases} k(k_t) = 1,0086 - 0,178k_t, & \text{если } k_t \leq 0,24 \\ k(k_t) = 0,9686 + 0,1325k_t + 1,4183k_t^2 - 10,1862k_t^3 + 8,3733k_t^4, & \text{если } 0,24 < k_t \leq 0,8 \\ k(k_t) = 0,197k_t, & \text{если } 0,8 < k_t \leq 1 \end{cases}$	(16)
[26]	$\begin{cases} k(k_t) = 1, & \text{если } k_t \leq 0,17 \\ k(k_t) = 0,97 + 0,8k_t - 3k_t^2 - 3,1k_t^3 + 5,2k_t^4, & \text{если } 0,17 < k_t \leq 0,75 \\ k(k_t) = 0,18k_t, & \text{если } 0,75 < k_t \leq 1 \end{cases}$	(17)
[27]	$\begin{cases} k(k_t) = 1, & \text{если } k_t \leq 0,17 \\ k(k_t) = 0,97 + 1,1k_t - 4,5k_t^2 + 0,01k_t^3 + 3,14k_t^4, & \text{если } 0,17 < k_t \leq 0,75 \\ k(k_t) = 0,18k_t, & \text{если } 0,75 < k_t \leq 1 \end{cases}$	(18)
[28]	$1 - 0,02 - 0,059k_t + 0,994k_t^2 - 5,205k_t^3 + 15,307k_t^4 - 10,627k_t^5$	(19)

После нахождения по одной из формул (5)–(19) значения функции $k(k_t)$ определяется диффузная почасовая солнечная инсоляция I_d по формуле (4), используя формулы (2) и (3). Затем из формулы (1) определяется прямое почасовое солнечное излучение I_b , падающее на горизонтальную поверхность.

Солнечное излучение, падающее на наклонную поверхность

Сложнее определяется рассеянное почасовое солнечное излучение, приходящее на наклонную поверхность ФЭП. Для его определения проведены многочисленные исследования. В основе расчетов лежит зависимость рассеянного солнечного излучения, принимаемого наклонной поверхностью ФЭП, от угла ее наклона β и положения Солнца. За основу расчетов принимается тот факт, что значение рассеянного солнечного излучения, принимаемого горизонтально расположенной поверхностью ФЭП, известно и может быть найдено по одной из формул (5)–(19). На рис. 1 представлена наклонная ФЭП с обозначением углов, определяющих ее положение в пространстве относительно поверхности Земли и лучей Солнца. Обозначим углы: α – угол склонения Солнца; θ_z – зенитный угол; β – угол наклона ФЭП относительно поверхности Земли; γ_s – угол между прямыми лучами Солнца и направлением на Юг (солнечный азимутальный угол); γ – азимутальный угол между направлением на Юг и некоторым вектором PV, перпендикулярным поверхности ФЭП. В случае, если ФЭП ориентирована строго на Солнце, последние два угла равны, т. е. $\gamma_s = \gamma$, а угол наклона ФЭП относительно поверхности Земли равен зенитному углу $\beta = \theta_z$.

Полное солнечное почасовое солнечное излучение, принимаемое наклонной поверхностью ФЭП, будет определяться как:

$$I_T = I_{bT} + I_{dT} + I_{rT}, \quad (20)$$

где I_{bT} – прямое почасовое солнечное излучение; I_{dT} – рассеянное почасовое солнечное излучение; I_{rT} – отраженное почасовое солнечное излучение.

Прямое солнечное излучение определяется по формуле [29]:

$$I_{bT} = I_b \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)}, \quad (21)$$

где θ – угол между прямыми лучами Солнца и вектором PV (рис. 1), перпендикулярным поверхности ФЭП. Угол θ может быть найден по известной формуле [30]:

$$\theta = \alpha \cos(\cos(\theta_z)\cos(\beta) + \sin(\theta_z)\sin(\beta)\cos(\gamma_s - \gamma)). \quad (22)$$

Если ФЭП ориентирована строго на Солнце, то угол θ равен нулю. Все остальные случаи положения ФЭП в пространстве являются общими, и угол θ имеет некоторое значение.

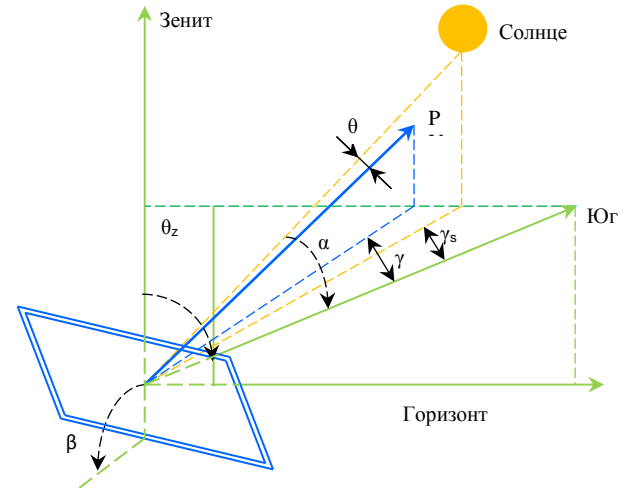


Рис. 1. Положение фотovoltaической панели в пространстве

Fig 1. Photovoltaic panel position in space

Отраженное почасовое солнечное излучение определяется по формуле [31]:

$$I_{rT} = \rho I_n \frac{(1 - \cos(\beta))}{2}, \quad (23)$$

где ρ – альbedo поверхности Земли, в исследовании принимается равным 0,3.

Таблица 2. Изотропные математические модели для нахождения рассеянного почасового солнечного излучения, падающего на наклонную поверхность

Table 2. Isotropic mathematical models for finding scattered hourly solar radiation incident on the inclined surface

Источник Reference	Модель Model	
[32]	$I_{dT} = I_d \frac{(1 + \cos(\beta))}{2}$	(24)
[33]	$I_{dT} = I_d \frac{(3 + \cos(2\beta))}{4}$	(25)
[34]	$I_{dT} = I_d \frac{(2 + \cos(\beta))}{3}$	(26)
[35]	$I_{dT} = I_d \left(1 - \frac{\beta}{180}\right)$	(27)

Полученные авторами математические модели расчета рассеянного солнечного излучения делятся на изотропные и анизотропные. При разработке изотропных моделей (табл. 2) принимается, что рассеянное излучение распространяется равномерно по всему небу и зависит только от угла наклона ФЭП. Не только в пасмурные дни небо вблизи Солнца значительно светлее, но и в ясные, что показывают исследования [12]. Это явление в изотропных моделях игнорируется.

В анизотропных математических моделях (табл. 3) считается, что существуют области на небе с повышенным рассеянным солнечным излучением, которое распределяется неравномерно в пространстве и зависит от угла наклона ФЭП и положения Солнца.

Полное солнечное излучение I_T , принимаемое наклонной поверхностью ФЭП, определяется по формуле (20) в любой момент времени между восходом и заходом Солнца, при этом используются формулы (1)–(4) и (21)–(23). Рассеянное солнечное излучение, падающее на горизонтальную плоскость, определяется по одной из формул (5)–(19), а падающее на наклонную плоскость – по одной из формул (24)–(37). Затем определяется мощность, вырабатываемая солнечной станцией с произвольным углом наклона ФЭП в любой момент времени по формуле [46]:

$$P_{pv} = f_{pv} n P_n \frac{I_T}{I_n} (1 - \sigma(T_c - T_{cst})), \quad (38)$$

Таблица 3. Анизотропные математические модели для нахождения рассеянного почасового солнечного излучения, падающего на наклонную поверхность

Table 3. Anisotropic mathematical models for finding scattered hourly solar radiation incident on an inclined surface

Источник/Reference	Модель/Model	
[36]	$I_{dT} = \left[\frac{(1 + \cos(\beta))}{2} \left(I_d - 0,05 \frac{I_{bT}}{\cos(\theta_z)} \right) \right] + 0,05 I_{bT} \cos(\theta)$	(28)
[37]	$I_{dT} = \frac{1}{2} I_d (1 + \cos(\beta)) \left[1 + \cos(\theta)^2 \sin(\theta_z)^3 \right] \left[1 + \sin\left(\frac{\beta}{2}\right)^3 \right]$	(29)
[38]	$I_{dT} = I_d \left[\frac{I_b \cos(\theta)}{I_0 \cos(\theta_z)} + \frac{(1 + \cos(\beta))}{2} \left(1 - \frac{I_b}{I_0} \right) \right]$	(30)
[39]	$I_{dT} = I_d \left[\frac{I_b \cos(\theta)}{I_0 \cos(\theta_z)} + \frac{(1 + \cos(\beta))}{2} \left(1 - \frac{I_b}{I_0} \right) \left(1 + \sqrt{\frac{I_b}{I_n}} \sin(\beta)^3 \right) \right]$	(31)
[40]	$I_{dT} = I_d \left[\frac{1}{2} (1 + \cos(\beta)) \left(1 + \left(1 - \frac{I_d}{I_n} \right) \cos(\theta)^2 \sin(\theta_z)^3 \right) \left(1 + \left(1 - \frac{I_d}{I_n} \right) \sin\left(\frac{\beta}{2}\right)^3 \right) \right]$	(32)
[41]	$I_{dT} = I_d \left[\frac{(1 + \cos(\beta))}{2} \left(1 - \frac{I_b}{I_0} \right) \left(1 + \sqrt{\frac{I_b}{I_n}} \sin\left(\frac{\beta}{2}\right)^3 \right) \right]$	(33)
[42]	$I_{dT} = I_d \left[\frac{I_b \cos(\theta)}{I_0 \cos(\theta_z)} + Z \cos(\beta) + \frac{(1 + \cos(\beta))}{2} \left(1 - \frac{I_b}{I_0} - Z \right) \right]$ где $\begin{cases} Z = 0,3 - 2 \frac{I_b}{I_0}, & \text{если } 0 < \frac{I_b}{I_0} \leq 0,15 \\ Z = 0, & \text{если } 0,15 < \frac{I_b}{I_0} \leq 1 \end{cases}$	(34)
[43]	$I_{dT} = I_d \left[\left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) + \frac{4}{7\pi} \left(\sin(\beta) - \beta \cos(\beta) - \pi \sin\left(\frac{\beta}{2}\right)^2 \right) \right]$	(35)
[44]	$I_{dT} = I_d \left[\frac{I_{bT}}{G_{sc} \cos(\theta_z)} + G'_\beta \left(1 - \frac{I_{bb}}{G_{sc} \cos(\theta_z)} \right) \right]$ $G'_\beta = 1,0115 - 0,20293\beta - 0,080823\beta^2$	(36)
[41, 45]	$I_{dT} = I_d \left[\left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) (1 - F_1) + F_1 \frac{a_1}{a_2} + F_2 \sin(\beta) \right]$	(37)

где f_{pv} – коэффициент, учитывающий загрязнение, деградацию ФЭП, в исследовании принимается равным 0,9; n – число солнечных модулей ФЭП в составе СЭС; P_n – номинальная мощность одной ФЭП; I_n – номинальная солнечная инсоляция, в исследовании принимается за 1 кВт/м^2 ; σ – температурный коэффициент, $\%/^\circ\text{C}$; T_c – текущая рабочая температура ФЭП в рассматриваемый момент времени, $^\circ\text{C}$; T_{cst} – стандартная температура ФЭП, обычно принимаемая за 25°C [46].

Рабочая температура поверхности ФЭП в произвольный момент времени определяется по формуле [47]:

$$T_c = T_a + I_T \frac{T_{cn} - T_{an}}{I_{Tn}} \left(1 - \frac{\eta_c}{\tau_\alpha} \right), \quad (39)$$

где T_a – температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$; I_{Tn} – номинальная солнечная инсоляция, равная 800 Вт/м^2 [47]; T_{cn} – номинальная рабочая температура ФЭП по данным завода-изготовителя, при солнечной инсоляции I_{Tn} , $^\circ\text{C}$; T_{an} – температура окружающей среды, при которой была получена номинальная рабочая температура T_{cn} , принимается равной 20°C ; η_c – коэффициент полезного действия ФЭП, о.е.; τ_α – коэффициент, учитывающий поглощение солнечных лучей поверхностью ФЭП, в настоящем исследовании принимается равным 0,9 [48].

Для оценки адекватности и подбора наиболее подходящих для прогнозирования представленных математических моделей был проведен эксперимент на двух физических моделях сетевых солнечных станций установленной мощностью по 400 В каждая. Каждая станция имеет в своем составе од-

ну поликристаллическую и одну монокристаллическую ФЭП.

Одна сетевая солнечная станция (станция № 1) состоит из двух неподвижных ФЭП, ориентированных на юг и расположенных под оптимальным углом к горизонтальной поверхности (в настоящем исследовании равным углу широты местности). ФЭП закреплены на основании под углом равным широте местности. Оптимальный угол был выбран по результатам теоретических исследований [8]. Математические расчеты показывают, что такой угол может быть применен для средних широт. Для широт, близких к экватору, применяются другие соотношения для определения оптимального угла.

Вторая сетевая солнечная станция (станция № 2) имеет двухкоординатную систему слежения за Солнцем. На подвижной платформе станции № 2 расположены две идентичные ФЭП, как на станции № 1. Подвижная платформа может вращаться в двух направлениях. Поворот платформы, на которой расположены ФЭП, осуществляется двумя линейными актуаторами постоянного тока. Управление актуаторами осуществляется с помощью микроконтроллера и драйвера управления. Энергия, потребляемая при питании актуаторов, фиксируется приборами учета и вычитается при расчетах из выработываемой электроэнергии СЭС.

Обе станции имеют систему мониторинга и архивации данных с интервалом времени, равным 5 минутам. Для определения метеорологических параметров в месте расположения солнечных станций установлена метеостанция с системой мониторинга. На рис. 2 представлены экспериментальные солнечные электростанции.



Рис. 2. Экспериментальные солнечные электростанции
Fig. 2. Experimental solar power plants

Результаты исследования

Экспериментальные исследования по накоплению данных по режимам работы солнечных станций (фиксировались вырабатываемая мощность, напряжение, ток и др. параметры) выполнялись в течение года – с июня 2022 г. по июнь 2023 г. При проведении математических расчетов для г. Оренбурга было выбрано несколько солнечных малооблачных дней. Время каждого светового дня разбивалось на равные промежутки времени. Электрическая мощность, вырабатываемая СЭС, рассчитывалась по формуле (38) и сравнивалась для выбранных дней с экспериментальными данными, полученными в результате мониторинга. При этом в формуле (39) учитывалась температура окружающей среды, полученная с помощью метеостанции, установленной в месте проведения эксперимента. Для определения почасовой солнечной инсоляции I_T в формуле (38) использовалась формула (20). Для определения рассеянного солнечного излучения, падающего на наклонную поверхность I_{dT} , использовались формулы (24)–(37), а на горизонтальную поверхность – формулы (5)–(19). Таким образом, для расчета рассеянного солнечного излучения, падающего на наклонную поверхность, для каждого рассматриваемого дня использовались 210 математических моделей. На рис. 3, как пример, показаны результаты расчетов и экспериментальных данных для четырех дней.

Для проверки адекватности и применимости вышеперечисленных математических моделей выполнялась оценка погрешности расчета. Она проводилась с помощью функций для нахождения относительной погрешности, среднеквадратичной ошибки, средней абсолютной ошибки и средней ошибки смещения.

Относительная погрешность расчета необходима для оценки суточной выработки электроэнергии. Недостатком нахождения относительной погрешности является, то, что с ее помощью нельзя точно определить совпадения расчетной и экспериментальной кривой распределения мощности в течение всего светового дня.

Для суточной выработки солнечной энергии относительная погрешность определяется как:

$$\varepsilon\% = \left(1 - \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{pvi}(t) dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_{ei}(t) dt} \right) 100, \quad (40)$$

где P_{pvi} – расчетная мощность, полученная по формуле (38) для произвольного момента в промежутке между временем восхода t_1 и временем захода t_2 Солнца, Вт; P_{ei} – мощность, полученная в результате экспериментальных исследований, Вт.

Среднеквадратичная ошибка RMSE (root mean square error) определяется как:

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^k (P_{pvi} - P_{ei})^2}{k}}, \quad (41)$$

где k – количество рассматриваемых точек.

В процентах с учетом формулы (41):

$$RMSE\% = \frac{RMSE}{\frac{1}{k} \sum_{i=1}^k P_{ei}} \cdot 100. \quad (42)$$

Средняя абсолютная ошибка MAPE (mean absolute percentage error) в процентах определяется как:

$$MAPE\% = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \left(\frac{P_{pvi} - P_{ei}}{P_{pvi}} \right) \cdot 100. \quad (43)$$

Средняя ошибка смещения MBE (mean bias error) определяется как:

$$MBE = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k (P_{pvi} - P_{ei}). \quad (44)$$

В процентах, с учетом формулы (44):

$$MBE\% = \frac{MBE}{\frac{1}{k} \sum_{i=1}^k P_{ei}} \cdot 100. \quad (45)$$

В результате вычислений были определены вышеуказанные погрешности для каждого рассматриваемого дня с использованием математических моделей для нахождения рассеянного солнечного излучения по формулам (5)–(19), (24)–(37).

В табл. 4 представлен пример расчета погрешности MBE% для одного из рассматриваемых дней (01.05.2023 г.) СЭС с неподвижными ФЭП.

Как видно из табл. 4, минимальную погрешность MBE% имеет математическая модель (36) для определения рассеянного солнечного излучения, падающего на наклонную поверхность, и практически не зависит от математических моделей (5)–(19) для определения рассеянного солнечного излучения, падающего на горизонтальную поверхность.

В табл. 5 представлен пример расчета погрешности MBE% для одного из рассматриваемых дней (01.05.2023 г.) для СЭС с двухкоординатной системой слежения за Солнцем. Как видно из табл. 5, минимальную погрешность MBE% имеют математические модели (15)–(17) для определения рассеянного солнечного излучения, падающего на горизонтальную поверхность ФЭП, и математические модели (29) и (36) для определения рассеянного солнечного излучения, падающего на наклонную поверхность ФЭП.

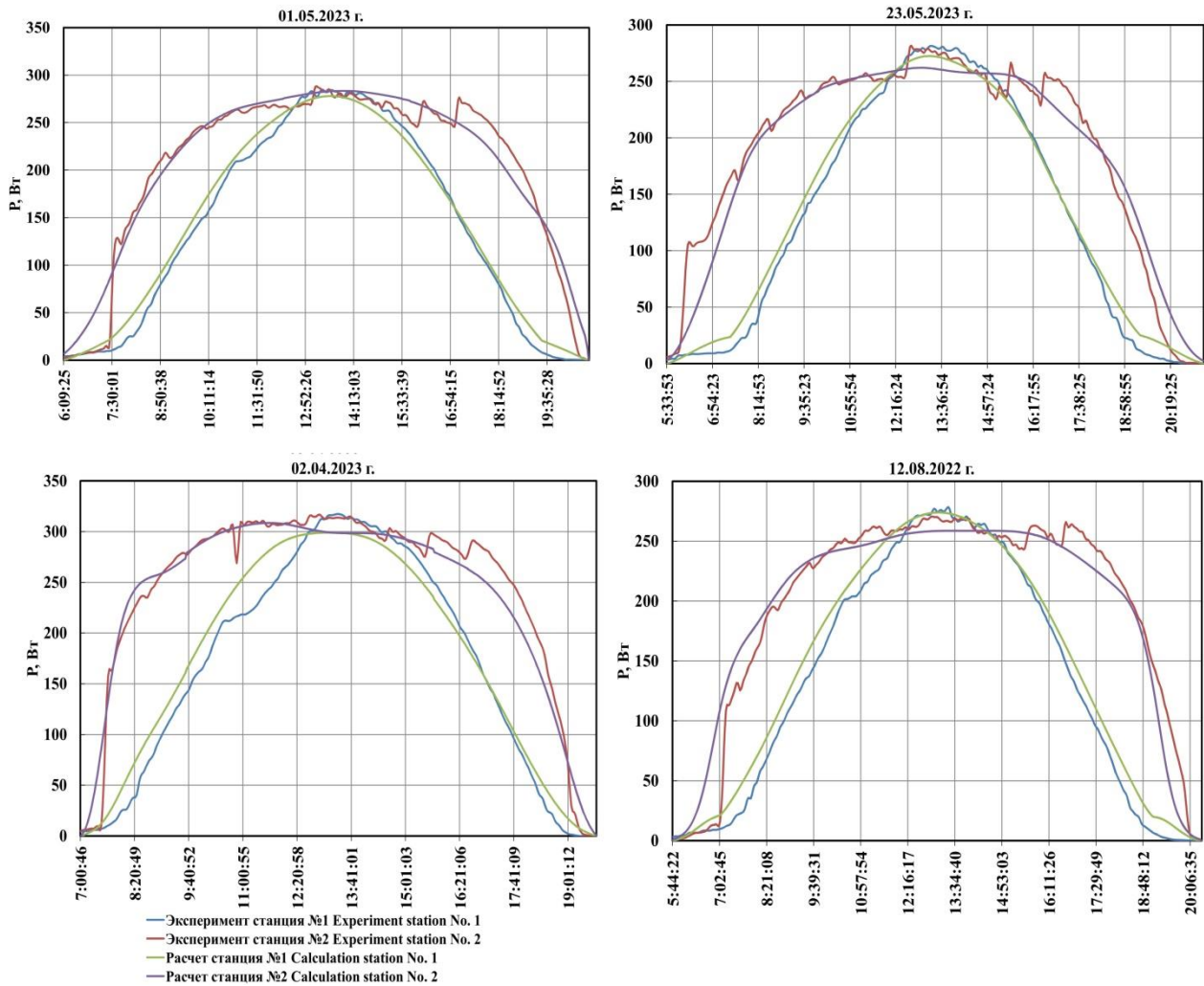


Рис. 3. Выработка электроэнергии солнечными станциями в течение дня
Fig. 3. Electricity generation by solar power plants during the day

Таблица 4. Погрешность MBE% для СЭС с неподвижными фотоэлектрическими панелями (станция № 1)
Table 4. MBE% error for SPP (solar power plant) with fixed photovoltaic panel (station no. 1)

Методы расчета рассеянного солнечного излучения, падающего на Methods for calculating the scattered solar radiation incident on	горизонтальную поверхность horizontal surface																		
	Номер формулы Formula	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19			
наклонную поверхность inclined surface	24	6,4	6,5	6,2	6,3	6,1	6,3	6,6	6,5	6,6	7,6	6,4	6,8	6,3	6,2	10			
	25	6,8	7,1	6,7	7,1	6,3	7	7,5	6,9	7,7	9,4	6,7	7,5	6,7	6,5	12,7			
	26	6,5	6,7	6,3	6,4	6,3	6,4	6,6	6,6	6,6	7,3	6,6	6,8	6,3	6,2	9			
	27	6,7	6,9	6,5	6,8	6,2	6,8	7,3	6,8	7,4	9	6,6	7,3	6,6	6,4	12,2			
	28	6,7	7	6,6	6,7	6,4	6,7	7	6,9	7,1	8,3	6,7	7,2	6,5	6,4	10,8			
	29	6,2	6,8	6,5	6,3	6,5	6,4	6,4	6,6	6,4	6,8	6,6	6,7	6,3	6,1	7,9			
	30	5	5,2	5	4,8	5,1	4,9	5	5,1	4,9	5,3	5,2	5,2	4,9	4,9	6,4			
	31	6,4	7,1	6,9	6,6	6,9	6,7	6,6	6,9	6,6	6,8	6,9	6,9	6,5	6,3	7,8			
	32	6	6,2	6	5,9	6,1	5,9	6,1	6,2	6	6,5	6,2	6,3	5,9	5,9	7,4			
	33	11,7	12,4	11,8	12,5	10,8	12,4	13,1	12,1	13,4	15,7	11,5	13,2	11,8	11,2	19,5			
	34	5	5,1	4,9	4,8	5	4,9	5	5,1	4,9	5,3	5,1	5,2	4,9	4,9	6,2			
	35	6,6	6,7	6,3	6,6	6,1	6,6	7	6,6	7,1	8,5	6,5	7,1	6,4	6,3	11,5			
	36	4,3	4,3	4,2	4,1	4,3	4,2	4,3	4,3	4,3	4,6	4,3	4,4	4,2	4,3	5,5			
37	18,7	20,4	19,4	19,3	18,8	19,5	19,6	19,7	19,7	21,8	19,7	20,3	18,7	18	20,8				

Таблица 5. Погрешность МВЕ% для СЭС с системой слежения за Солнцем (станция № 2)

Table 5. Error MBE% for SPP with a Sun tracking system (station № 2)

Методы расчета рассеянного солнечного излучения, падающего на Methods for calculating the scattered solar radiation incident on	горизонтальную поверхность horizontal surface																
	Номер формулы Formula	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
наклонную поверхность inclined surface	24	8,2	9,5	9,1	8,9	8,3	9,7	9,2	8,8	9,8	11,4	8,1	8,9	7,9	7,5	17,1	
	25	9,3	10,6	10,1	10,1	9,1	10,8	10,5	9,8	11,3	13,3	9	10,3	8,9	8,3	19,7	
	26	7,7	8,8	8,5	8,3	7,8	9,1	8,5	8,2	9,1	10,4	7,5	8,2	7,4	7	15,6	
	27	9,2	10,4	9,8	9,9	8,9	10,6	10,4	9,6	11,1	13,1	8,8	10,1	8,8	8,2	19,3	
	28	8,7	10,7	10	9,5	9,4	10,4	10	9,8	10,5	12,4	9,3	10,1	8,6	7,9	18,4	
	29	7	6,4	6,4	6,5	6,4	6,9	6,5	6,2	6,8	6,6	6,1	6,1	6,3	6,6	7,8	
	30	7,2	6,7	6,7	6,7	6,5	7,2	6,6	6,5	7	6,9	6,2	6,2	6,3	6,8	9,7	
	31	8	6,6	6,7	7,1	6,7	7,4	7,1	6,6	7,4	6,8	6,4	6,5	7	7,8	7,7	
	32	7	7,2	7	6,7	6,8	7,4	6,7	6,8	7,2	7,6	6,5	6,5	6,2	6,3	11,9	
	33	13,4	14,5	13,9	14,3	12,4	15	15	13,8	15,8	18,3	12,7	14,6	12,9	12,2	24,7	
	34	7,1	6,6	6,6	6,7	6,5	7,2	6,6	6,4	7	6,9	6,1	6,2	6,2	6,7	9,7	
	35	8,8	10,2	9,7	9,6	8,8	10,4	10	9,4	10,7	12,5	8,7	9,7	8,5	8	18,7	
	36	7	6,6	6,6	6,6	6,5	7,1	6,5	6,4	7	7	6,1	6,1	6,1	6,6	10,1	
	37	12,6	11,5	11,5	12,4	10,9	12,4	12,5	11,6	12,9	13,2	11,3	12,1	12,1	12,2	9,3	

Таблица 6. Результаты исследования

Table 6. Results of the study

параметр parameter	W_{pv} кВт·ч/kWt·h				$\varepsilon\%$		RMSE%		MAPE%		МВЕ%		номера формул formula numbers	
	№ 1	№ 2	№ 1	№ 2	№ 1	№ 2	№ 1	№ 2	№ 1	№ 2	№ 1	№ 2	№ 1	№ 2
Дата Date	№ 1	№ 2	№ 1	№ 2	№ 1	№ 2	№ 1	№ 2	№ 1	№ 2	№ 1	№ 2	№ 1	№ 2
15.03.23	1,9	2,81	1,9	2,83	0,05	0,7	12,6	9,9	16,1	13,9	10,3	7	(9), (28)	(8), (31)
02.04.23	2,2	3,07	2,14	3,1	-3,2	1,1	10,5	7,4	28,8	11,6	9	5,3	(8), (36)	(17), (29)
01.05.23	2,07	3,05	2,05	3	-0,72	-1,8	5,1	7,4	22	12,8	4,1	6,1	(8), (36)	(15), (29)
23.05.23	2,12	2,96	2,06	3,01	-2,7	1,7	5,5	10,6	27,3	25,9	4,3	7,2	(8), (36)	(16), (32)
02.06.22	2,1	3,15	2,06	3,08	-2,1	-1,9	7,9	8,9	24,9	13,6	6,6	6,1	(8), (36)	(15), (36)
21.06.22	2,18	3,08	2,09	3,05	-4,1	-0,9	11,7	12,3	25,5	15	6,3	13,7	(18), (36)	(15), (32)
04.08.22	2,06	2,98	1,97	2,91	-4,4	-2,2	8	11,9	37,8	13,5	6,7	7	(18), (36)	(16), (32)
11.08.22	1,79	2,51	1,76	2,46	-1,9	-2,1	12,1	12,9	37,5	22,6	9,5	9,7	(18), (36)	(15), (29)
12.08.22	2,05	2,86	1,97	2,88	-4,1	0,83	6,6	10,6	30,6	22,7	5,5	7,1	(14), (36)	(15), (32)
13.08.22	2	2,94	1,93	2,85	-4,4	-2,9	9,7	10,4	26,3	12,8	7,4	5,9	(18), (36)	(15), (32)
15.08.22	2	2,87	1,91	2,8	-4,6	-3	9,7	9,6	29,5	14,4	8	5,6	(18), (36)	(15), (32)
16.08.22	1,97	2,9	1,9	2,82	-3,6	-3,1	8,3	11,7	26,4	13,7	8,6	5,9	(18), (36)	(15), (32)
17.08.22	1,95	2,78	1,88	2,73	-4,4	-1,6	9,4	9,4	27,2	15,5	7,7	5,5	(18), (36)	(15), (26)
19.08.22	2,13	3,1	2,02	2,98	-5,4	-3	7,7	10,6	34,1	14	6	5,8	(13), (36)	(16), (32)
20.08.22	2,04	2,9	1,94	2,88	-5	-0,5	11,6	9,8	37,8	18,9	8,8	5,4	(10), (36)	(14), (32)
22.08.22	1,94	2,7	1,85	2,7	-4,7	0	8,3	9,2	54	28,4	6,7	6,1	(10), (36)	(16), (32)
13.09.22	1,79	2,52	1,8	2,53	0,5	0,4	14,1	15,9	27	20,5	10,9	11,6	(15), (25)	(15), (31)
19.09.22	1,77	2,37	1,73	2,46	-2,5	3,7	13,6	13,4	46,8	53	10,7	8,4	(18), (36)	(18), (31)
20.09.22	1,76	2,51	1,73	2,47	-1,7	-1,3	10,4	9,3	23	14,9	8,35	7,9	(15), (35)	(18), (31)
21.09.22	1,73	2,27	1,7	2,33	-1,7	2,9	12	13	27,5	18,9	8,8	10,1	(15), (36)	(15), (31)
03.10.22	1,77	2,57	1,63	2,52	-8,5	-2,4	20,8	7,9	31,7	12,7	15	6,3	(6), (32)	(15), (31)
09.10.22	1,58	2,33	1,53	2,39	-2,9	2,2	19,3	11,3	18,9	14,8	15,2	7,9	(6), (28)	(13), (29)
10.10.22	1,58	2,36	1,53	2,34	-3,3	-1	19,8	10,4	25,3	15,9	16,6	7,3	(6), (28)	(18), (31)
17.10.22	1,46	2,25	1,42	2,31	-3,7	2,6	16,8	10,3	18,9	25,9	12,8	7,9	(6), (28)	(18), (31)

Результаты исследований для всех рассматриваемых ясных или малооблачных дней с указанием математических моделей сведены в табл. 6. В ней представлены расчетные значения выработанной электроэнергии W_{pv} , экспериментальные значения выработанной электроэнергии W_e с неподвижными (станция № 1) и подвижными ФЭП (станция № 2), определенные по формулам (40), (42)–(45), с наименьшей погрешностью.

Обсуждение и заключение

В результате численного и физического моделирования установлено, что методы для нахождения рассеянного солнечного излучения, падающего на наклонную поверхность, имеют разную точность. Анализ точности показал, что для исследуемого региона подходят некоторые из них. Точность методов зависит от физического принципа работы станции. Если они имеют неподвижные ФЭП, рас-

положенные под оптимальным углом, в весенние месяцы высокую точность имеет сочетание методов (8) и (36), в летние – (18) и (36), в осенние – (6) и (28), (15) и (36), (6) и (32). Установлено, что для станций, имеющих подвижные ФЭП, с системой слежения за Солнцем необходимо выбирать другое сочетание методов в отличие от солнечной станции с неподвижными ФЭП. Для таких станций высокую точность имеет сочетание методов в весенние дни (8) и (31), (15) и (29), (17) и (29), в летние – (15) и (32), (16) и (32), в осенние – (15) и (31), (18) и (31), (13) и (29).

Были проанализированы все полученные результаты для исследуемых солнечных станций. Установлено, что для подвижной ФЭП высокую точность имеет сочетание метода (32) с любыми методами, вычисленными по формулам (5)–(18), для неподвижной ФЭП – сочетание метода (36) с любыми методами, вычисленными по формулам (5)–(18). Таким образом, полученные результаты могут быть применены на практике исследователями для повышения точности прогнозирования выработки электроэнергии солнечными станциями, расположенными в регионах средней широты. Для южных широт требуется дополнительное исследование.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Mousavi Maleki S., Hizam H., Gomes C. Estimation of hourly, daily and monthly global solar radiation on inclined surfaces: models re-visited // *Energies*. – 2017. – Vol. 10. – № 1 (134). – P. 1–28.
2. Berrizbeitia S.E., Jadraque Gago E., Muneer T. Empirical models for the estimation of solar sky-diffuse radiation. A review and experimental analysis // *Energies*. – 2020. – Vol. 13. – № 3 (701) – P. 1–23.
3. Modeling hourly solar diffuse fraction on a horizontal surface based on sky conditions clustering / K. Yin, X. Zhang, J. Xie, Z. Hao, G. Xiao, J. Liu // *Energy*. – 2023. – Vol. 272 (127008). – P. 1–12.
4. A novel adaptive approach for improvement in the estimation of hourly diffuse solar radiation: a case study of China / Y. Yu, Y. Tang, J. Chou, L. Yang // *Energy Conversion and Management*. – 2023. – Vol. 293 (117455). – P. 11–12.
5. Development criterion of estimating hourly global solar radiation for all sky conditions in China / Q. Cao, L. Yang, Y. Liu, S. Wang // *Energy Conversion and Management*. – 2023. – Vol. 284 (116946). – P. 1–15.
6. Рамадан А., Елистратов В.В. Оценка прихода солнечной энергии и выбор оптимального угла наклона солнечной батареи для условий Сирии // *Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология*. – 2018. – № 22–24 (270–272). – С. 12–27.
7. Study on the evaluation method of diffuse radiation models taking 5 typical cities in China as examples / G. Su, S. Zhang, W. Yao, M. Hu, H. Hao // *Energy and Built Environment*. – 2023. – Vol. 4. – P. 236–243.
8. Митрофанов С.В. Выбор оптимального угла наклона солнечных панелей для размещения их в произвольном регионе // *Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика*. – 2023. – Т. 23. – № 1. – С. 5–11.
9. Maxwell E.L. Metstat – the solar radiation model used in the production of the National Solar Radiation Data Base (NSRDB) // *Solar Energy*. – 1998. – Vol. 62. – № 4. – P. 263–279.
10. Yang K., Koike T. A general model to estimate hourly and daily solar radiation for hydrological studies // *Water Resources Research*. – 2005. – Vol. 41. – № 10. – P. 1–13.
11. New decomposition models to estimate hourly global solar radiation from the daily value / W. Yao, Z. Li, T. Xiu, Y. Lu, X. Li // *Solar Energy*. – 2015. – Vol. 120. – P. 87–99.
12. Khatib T., Deria R. East-west oriented photovoltaic power systems: model, benefits and technical evaluation // *Energy Conversion and Management*. – 2022. – Vol. 266 (115810). – P. 1–15.
13. POWER| Data Access Viewer. URL: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/> (дата обращения: 18.12.2023).
14. Lam J.C., Li D.H.W. Correlation between global solar radiation and its direct and diffuse components // *Building and Environment*. – 1996. – Vol. 31. – № 6. – P. 527–535.
15. Orgill J.F., Hollands K.G.T. Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface // *Solar Energy*. – 1977. – Vol. 19. – № 4. – P. 357–359.
16. Reindl D.T., Beckman W.A., Duffie J.A. Diffuse fraction correlations // *Solar Energy*. – 1990. – Vol. 45. – № 1. – P. 1–7.
17. Reindl D.T. Estimating diffuse radiation on horizontal surfaces and total radiation on tilted surface. MS Thesis. – Madison, 1988. – 209 p.
18. Boland J., Ridley B., Brown B. Models of diffuse solar radiation // *Renewable Energy*. – 2008. – Vol. 33. – № 4. – P. 575–584.
19. Hawlader M.N.A. Diffuse, global and extra-terrestrial solar radiation for Singapore // *International Journal of Ambient Energy*. – 1984. – Vol. 5. – № 1. – P. 31–38.
20. Comparative study of various correlations in estimating hourly diffuse fraction of global solar radiation / C.P. Jacovides, F.S. Tymvios, V.D. Assimakopoulos, N.A. Kaltsounides // *Renewable Energy*. – 2006. – Vol. 31. – № 15. – P. 2492–2504.
21. Diffuse solar irradiation model evaluation in the North Mediterranean Belt area / A. de Miguel, J. Bilbao, R. Aguiar, H. Kambezidis, E. Negro // *Solar Energy*. – 2001. – Vol. 70. – № 2. – P. 143–153.
22. Karatasou S., Santamouris M., Geros V. Analysis of experimental data on diffuse solar radiation in Athens, Greece, for building applications // *International Journal of Sustainable Energy*. – 2003. – Vol. 23. – № 1–2. – P. 1–11.
23. Muneer T., Saluja G.S. A brief review of models for computing solar radiation on inclined surfaces // *Energy Conversion and Management*. – 1985. – Vol. 25. – № 4. – P. 443–458.
24. Erbs D., Klein S., Duffie J. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation // *Solar Energy*. – 1982. – Vol. 28. – № 4. – P. 293–302.
25. Chandrasekaran J., Kumar S. Hourly diffuse fraction correlation at a tropical location // *Solar Energy*. – 1994. – Vol. 53. – № 6. – P. 505–510.

26. Correlation models of diffuse solar-radiation applied to the city of São Paulo, Brazil / A.P. Oliveira, J.F. Escobedo, A.J. Machado, J. Soares // *Applied Energy*. – 2002. – Vol. 71. – P. 59–73.
27. Modeling hourly diffuse solar-radiation in the city of São Paulo using a neural-network technique / J. Soares, A.P. Oliveira, M.Z. Božnar, P. Mlakar, J.F. Escobedo, A.J. Machado // *Applied Energy*. – 2004. – Vol. 79. – № 2. – P. 201–214.
28. Correlations for direct normal and global horizontal irradiation on a French Mediterranean site / A. Louche, G. Notton, P. Poggi, G. Simonnot // *Solar Energy*. – 1991. – Vol. 46. – № 4. – P. 261–266.
29. Ambient temperature and solar irradiance forecasting prediction horizon sensitivity analysis / J. Ramirez-Vergara, L.B. Bosman, W.D. Leon-Salas, E. Wollega // *Machine Learning with Applications*. – 2021. – Vol. 6 (100128). – P. 2–10.
30. Bi C., Law A.W.-K. Co-locating offshore wind and floating solar farms – Effect of high wind and wave conditions on solar power performance // *Energy*. – 2023. – Vol. 266 (126437). – P. 1–12.
31. Yadav S., Panda S.K., Hachem-Vermette C. Optimum azimuth and inclination angle of BIPV panel owing to different factors influencing the shadow of adjacent building // *Renewable Energy*. – 2020. – Vol. 162. – P. 381–396.
32. Liu B.Y.H., Jordan R.C. Daily insolation on surfaces tilted towards the equator // *ASHRAE Transactions*. – 1962. – Vol. 67. – P. 526–541.
33. Badescu V. 3D isotropic approximation for solar diffuse irradiance on tilted surfaces // *Renewable Energy*. – 2002. – Vol. 26. – № 2. – P. 221–233.
34. Koronakis P.S. On the choice of the angle of tilt for south facing solar collectors in the Athens basin area // *Solar Energy*. – 1986. – Vol. 36. – № 3. – P. 217–225.
35. Estimating solar radiation on slopes of arbitrary aspect / Y.Q. Tian, R.J. Davies-Colley, P. Gong, B.W. Thorrold // *Agricultural and Forest Meteorology*. – 2001. – Vol. 109. – № 1. – P. 67–74.
36. Bugler J.W. The determination of hourly insolation on an inclined plane using a diffuse irradiance model based on hourly measured global horizontal insolation // *Solar Energy*. – 1977. – Vol. 19. – № 5. – P. 477–491.
37. Temps R.C., Coulson K.L. Solar radiation incident upon slopes of different orientations // *Solar Energy*. – 1977. – Vol. 19. – № 2. – P. 179–184.
38. Hay J.E., Davies J.A. Calculation of the solar radiation incident on an inclined surface // *Proceedings First Canadian Solar Radiation Data Workshop*. – Canada, 1980. – P. 59–72.
39. Reindl D.T., Beckman W.A., Duffie J.A. Evaluation of hourly tilted surface radiation models // *Solar Energy*. – 1990. – Vol. 45. – № 1. – P. 9–17.
40. Klucher T.M. Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces // *Solar Energy*. – 1979. – Vol. 23. – № 2. – P. 111–114.
41. Duffie J.A., Beckman W.A., Worek W.M. *Solar engineering of thermal processes*. – New Jersey, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, 2003. – Vol. 11. – 928 p.
42. Arvid Skartveit J.A.O. A model for the diffuse fraction of hourly global radiation // *Solar Energy*. – 1987. – Vol. 38. – P. 271–274.
43. 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. – Vol. 106. – № 447. – P. 57–61.
44. Willmott C.J. On the climatic optimization of the tilt and azimuth of flat-plate solar collectors // *Solar Energy*. – 1982. – Vol. 28. – № 3. – P. 205–216.
45. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance / R. Perez, P. Ineichen, R. Seals, J. Michalsky, R. Stewart // *Solar Energy*. – 1990. – Vol. 44. – № 5. – P. 271–289.
46. Optimal design and techno-economic analysis of renewable-based multi-carrier energy systems for industries: a case study of a food factory in China / X. Li, J. Gao, S. You, Y. Zheng, Y. Zhang, Q. Du, M. Xie, Y. Qin // *Energy*. – 2022. – Vol. 244 (123174). – P. 1–17.
47. Potential of residential building integrated photovoltaic systems in different regions of China / X. Feng, T. Ma, Y. Yamaguchi, J. Peng, Y. Dai, D. Ji // *Energy for Sustainable Development*. – 2023. – Vol. 72. – P. 19–32.
48. A techno-economic sizing method for grid-connected household photovoltaic battery systems / Y. Zhang, T. Ma, P. Elia Campana, Y. Yamaguchi, Y. Dai // *Applied Energy*. – 2020. – Vol. 269 (115106). – P. 1–15.

Информация об авторах

Сергей Владимирович Митрофанов, кандидат технических наук, доцент кафедры электро- и теплоэнергетики Оренбургского государственного университета, Россия, 460018, г. Оренбург, пр. Победы, 13; mitser2002@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-6640-8434>

Поступила в редакцию: 18.12.2023

Поступила после рецензирования: 30.01.2024

Принята к публикации: 10.09.2024

REFERENCES

1. Mousavi Maleki S., Hizam H., Gomes C. Estimation of hourly, daily and monthly global solar radiation on inclined surfaces: models re-visited. *Energies*, 2017, vol. 10, no. 1 (134), pp. 1–28.
2. Berrizbeitia S.E., Jadraque Gago E., Muneer T. Empirical models for the estimation of solar sky-diffuse radiation. A review and experimental analysis. *Energies*, 2020, vol. 13, no. 3 (701), pp. 1–23.
3. Yin K., Zhang X., Xie J., Hao Z., Xiao G., Liu J. Modeling hourly solar diffuse fraction on a horizontal surface based on sky conditions clustering. *Energy*, 2023, vol. 272 (127008), pp. 1–12.
4. Yu Y., Tang Y., Chou J., Yang L. A novel adaptive approach for improvement in the estimation of hourly diffuse solar radiation: a case study of China. *Energy Conversion and Management*, 2023, vol. 293 (117455), pp. 11–12.

5. Cao Q., Yang L., Liu Y., Wang S. Development criterion of estimating hourly global solar radiation for all sky conditions in China. *Energy Conversion and Management*, 2023, vol. 284 (116946), pp 1–15.
6. 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 Alternative Energy and Ecology*, 2018, no. 22–24 (270–272), pp. 12–27. (In Russ.)
7. Su G., Zhang S., Yao W., Hu M., Hao H. Study on the evaluation method of diffuse radiation models taking 5 typical cities in China as examples. *Energy and Built Environment*, 2023, vol. 4, pp. 236–243.
8. Mitrofanov S.V. Choosing the optimal angle of inclination of solar panels for placing them in an arbitrary region. *Bulletin of the South Ural State University. Series: Energy*, 2023, vol. 23, no. 1, pp. 5–11. (In Russ.)
9. Maxwell E.L. Metstat – the solar radiation model used in the production of the National Solar Radiation Data Base (NSRDB). *Solar Energy*, 1998, vol. 62, no. 4, pp. 263–279.
10. Yang K., Koike T. A general model to estimate hourly and daily solar radiation for hydrological studies. *Water Resources Research*, 2005, vol. 41, no. 10, pp. 1–13.
11. Yao W., Li Z., Xiu T., Lu Y., Li X. New decomposition models to estimate hourly global solar radiation from the daily value. *Solar Energy*, 2015, vol. 120, pp. 87–99.
12. Khatib T., Deria R. East-west oriented photovoltaic power systems: model, benefits and technical evaluation. *Energy Conversion and Management*, 2022, vol. 266 (115810), pp. 1–15.
13. *POWER/ Data Access Viewer*. Available at: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/> (accessed 18 December 2023).
14. Lam J.C., Li D.H.W. Correlation between global solar radiation and its direct and diffuse components. *Building and Environment*, 1996, vol. 31, no. 6, pp. 527–535.
15. Orgill J.F., Hollands K.G.T. Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface. *Solar Energy*, 1977, vol. 19, no. 4, pp. 357–359.
16. Reindl D.T., Beckman W.A., Duffie J.A. Diffuse fraction correlations. *Solar Energy*, 1990, vol. 45, no. 1, pp. 1–7.
17. Reindl D.T., *Estimating diffuse radiation on horizontal surfaces and total radiation on tilted surface*. MS Thesis. Madison, 1988. 209 p.
18. Boland J., Ridley B., Brown B. Models of diffuse solar radiation. *Renewable Energy*, 2008, vol. 33, no. 4, pp. 575–584.
19. Hawlader M.N.A. Diffuse, global and extra-terrestrial solar radiation for Singapore. *International Journal of Ambient Energy*, 1984, vol. 5, no. 1, pp. 31–38.
20. Jacovides C.P., Tymvios F.S., Assimakopoulos V.D., Kaltsounides N.A. Comparative study of various correlations in estimating hourly diffuse fraction of global solar radiation. *Renewable Energy*, 2006, vol. 31, no. 15, pp. 2492–2504.
21. De Miguel A., Bilbao J., Aguiar R., Kambezidis H., Negro E. Diffuse solar irradiation model evaluation in the North Mediterranean Belt area. *Solar Energy*, 2001, vol. 70, no. 2, pp. 143–153.
22. Karatasou S., Santamouris M., Geros V. Analysis of experimental data on diffuse solar radiation in Athens, Greece, for building applications. *International Journal of Sustainable Energy*, 2003, vol. 23, no. 1–2, pp. 1–11.
23. Muneer T., Saluja G.S. A brief review of models for computing solar radiation on inclined surfaces. *Energy Conversion and Management*, 1985, vol. 25, no. 4, pp. 443–458.
24. Erbs D., Klein S., Duffie J. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy*, 1982, vol. 28, no. 4, pp. 293–302.
25. Chandrasekaran J., Kumar S. Hourly diffuse fraction correlation at a tropical location. *Solar Energy*, 1994, vol. 53, no. 6, pp. 505–510.
26. Oliveira A.P., Escobedo J.F., Machado A.J., Soares J. Correlation models of diffuse solar-radiation applied to the city of São Paulo, Brazil. *Applied Energy*, 2002, vol. 71, pp. 59–73.
27. Soares J., Oliveira A.P., Božnar M.Z., Mlakar P., Escobedo J.F., Machado A.J. Modeling hourly diffuse solar-radiation in the city of São Paulo using a neural-network technique. *Applied Energy*, 2004, vol. 79, no. 2, pp. 201–214.
28. Louche A., Notton G., Poggi P., Simonnot G. Correlations for direct normal and global horizontal irradiation on a French Mediterranean site. *Solar Energy*, 1991, vol. 46, no. 4, pp. 261–266.
29. Ramirez-Vergara J., Bosman L.B., Leon-Salas W.D., Wollega E. Ambient temperature and solar irradiance forecasting prediction horizon sensitivity analysis. *Machine Learning with Applications*, 2021, vol. 6 (100128), pp. 2–10.
30. Bi C., Law A.W.-K. Co-locating offshore wind and floating solar farms – Effect of high wind and wave conditions on solar power performance. *Energy*, 2023, vol. 266 (126437), pp. 1–12.
31. Yadav S., Panda S.K., Hachem-Vermette C. Optimum azimuth and inclination angle of BIPV panel owing to different factors influencing the shadow of adjacent building. *Renewable Energy*, 2020, vol. 162, pp. 381–396.
32. Liu B.Y.H., Jordan R.C. Daily insolation on surfaces tilted towards the equator. *ASHRAE Transactions*, 1962, vol. 67, pp. 526–541.
33. Badescu V. 3D isotropic approximation for solar diffuse irradiance on tilted surfaces. *Renewable Energy*, 2002, vol. 26, no. 2, pp. 221–233.
34. Koronakis P.S. On the choice of the angle of tilt for south facing solar collectors in the Athens basin area. *Solar Energy*, 1986, vol. 36, no. 3, pp. 217–225.
35. 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, vol. 109, no. 1, pp. 67–74.
36. Bugler J.W. The determination of hourly insolation on an inclined plane using a diffuse irradiance model based on hourly measured global horizontal insolation. *Solar Energy*, 1977, vol. 19, no. 5, pp. 477–491.
37. Temps R.C., Coulson K.L. Solar radiation incident upon slopes of different orientations. *Solar Energy*, 1977, vol. 19, no. 2, pp. 179–184.
38. Hay J.E., Davies J.A. Calculation of the solar radiation incident on an inclined surface. *Proceedings First Canadian Solar Radiation Data Workshop*. Canada, 1980. pp. 59–72.

39. Reindl D.T., Beckman W.A., Duffie J.A. Evaluation of hourly tilted surface radiation models. *Solar Energy*, 1990, vol. 45, no. 1, pp. 9–17.
40. Klucher T.M. Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. *Solar Energy*, 1979, vol. 23, no. 2, pp. 111–114.
41. Duffie J.A., Beckman W.A., Worek W.M. *Solar engineering of thermal processes*. New Jersey, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, 2003. Vol. 11. 928 p.
42. Arvid Skartveit J.A.O. A model for the diffuse fraction of hourly global radiation. *Solar Energy*, 1987, vol. 38, pp. 271–274.
43. 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, vol. 106, no. 447, pp. 57–61.
44. Willmott C.J. On the climatic optimization of the tilt and azimuth of flat-plate solar collectors. *Solar Energy*, 1982, vol. 28, no. 3, pp. 205–216.
45. Perez R., Ineichen P., Seals R., Michalsky J., Stewart R. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. *Solar Energy*, 1990, vol. 44, no. 5, pp. 271–289.
46. Li X., Gao J., You S., Zheng Y., Zhang Y., Du Q., Xie M., Qin Y. Optimal design and techno-economic analysis of renewable-based multi-carrier energy systems for industries: a case study of a food factory in China. *Energy*, 2022, vol. 244 (123174), pp. 1–17.
47. Feng X., Ma T., Yamaguchi Y., Peng J., Dai Y., Ji D. Potential of residential building integrated photovoltaic systems in different regions of China. *Energy for Sustainable Development*, 2023, vol. 72, pp. 19–32.
48. Zhang Y., Ma T., Elia Campana P., Yamaguchi Y., Dai Y. A techno-economic sizing method for grid-connected household photovoltaic battery systems. *Applied Energy*, 2020, vol. 269 (115106), pp. 1–15.

Information about the authors

Sergey V. Mitrofanov, Cand. Sc., Associate Professor, Orenburg State University, 13, Pobedy avenue, Orenburg, 460018, Russian Federation; mitser2002@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-6640-8434>

Received: 18.12.2023

Revised: 30.01.2024

Accepted: 10.09.2024