



СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

SOLAR ENERGY

СОЛНЕЧНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

SOLAR POWER PLANTS

Статья поступила в редакцию 01.06.18. Ред. рег. № 2665

The article has entered in publishing office 01.06.18. Ed. reg. No. 2665

УДК 620.9+551.521

**ВЛИЯНИЕ УГЛА НАКЛОНА И ПЛОТНОСТИ РАСПОЛОЖЕНИЯ
ФОТОМОДУЛЕЙ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ФЭС*****А.Ю. Гаевский^{1,2}, Д.А. Демин²**¹НТУУ «Киевский политехнический институт имени Игоря Сикорского»

д. 37, пр. Победы, Киев, 03056, Украина

тел./факс: +380 (44) 204-81-91, моб.: +380 (97) 570-46-43; e-mail: a.gaevskii@kpi.ua

²Институт возобновляемой энергетики НАН Украины

д. 20а, ул. Гната Хоткевича, Киев, 02094, Украина

тел./факс: +380 (44) 206-28-09; e-mail: mr.diomin@gmail.com

doi: 10.15518/isjaee.2018.25-30.012-024

Заключение совета рецензентов: 14.06.18 Заключение совета экспертов: 21.06.18 Принято к публикации: 27.06.18

Одним из основных факторов, влияющих на мощность фотоэлектрических станций, является взаимное частичное затенение солнечных панелей. Вследствие особенностей электрических схем соединения фотоэлектрических ячеек в фотомодулях (ФМ) и наличия обводных диодов частичное затенение может в несколько раз снижать мощность ФМ и, соответственно, существенно уменьшать эффективность генерации фотоэлектрической станции (ФЭС) в определенные часы дня. Частичное затенение рядов солнечных панелей по-разному влияет на выработку энергии при вертикальном размещении ФМ в рамках солнечных панелей (портретная ориентация) и при горизонтальном размещении ФМ (альбомная ориентация).

В данной работе предложен новый метод определения влияния частичного затенения на выработку ФЭС, применимый для любого сезонного периода работы ФЭС. Исходными данными для расчетов являлась почасовая генерация затененного и полностью освещенного рядов панелей. На основе этих данных рассчитывался фактор мощности, описывающий зависимость электрической мощности панели от степени затенения. Фактор мощности служит для определения суммы радиации, поступающей на наклонную поверхность панелей в течение каждого дня рабочего периода станции. При этом использовались многолетние данные измерений основных компонентов солнечной радиации для района расположения ФЭС и анизотропная модель радиации.

Впервые предложены карты распределения среднесуточной генерации, имеющие вид контурных графиков в координатах «плотность размещения рядов панелей – угол наклона». Эти карты позволяют найти оптимальные соотношения указанных параметров при решении двух типов задач: 1) обеспечения максимально возможной выработки при заданной установочной мощности ФЭС или общей мощности ФМ; 2) определения наиболее рационального использования земельного участка под ФЭС, то есть получения максимальной выработки с единицы площади участка. Преимуществом предложенного аналитического подхода является то, что здесь допускается масштабирование на большие фотоэлектрические системы без увеличения времени компьютерных вычислений. В качестве примеров выполнены оптимизационные расчеты на основе данных мониторинга выработки ФЭС, расположенных в Германии, и данные эксперимента с затенением в Одесской области.

* Гаевский А.Ю., Демин Д.А. Влияние угла наклона и плотности расположения фотомодулей на эффективность ФЭС // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология» (ISJAEE), 2018;25-30:12-24.



Ключевые слова: фотоэлектрические станции; выработка электроэнергии; частичное затенение; ориентация фотоэлектрических модулей; угол наклона солнечных панелей; плотность расположения солнечных панелей; оптимизация; радиация; инсоляция.

INFLUENCE OF SOLAR PANELS TILT ANGLE AND GROUND COVER RATIO ON PV PLANT PERFORMANCE

A. Gaevskii^{1,2}, D. Diomin²

¹NTUU Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute
37 Peremogy Av., Kyiv, 3703056, Ukraine
tel./fax: +380 44 204 8191, mob.: +380 97 570 4643, e-mail: a.gaevskii@kpi.ua

²Renewable Energy Institute, NAS of Ukraine
20a Gnat Khotkevich Str., Kyiv, 02094, Ukraine
tel./fax: +380 44 206 2809; e-mail: mr.diomin@gmail.com

doi: 10.15518/isjgae.2018.25-30.012-024

Referred 14 June 2018 Received in revised form 21 June 2018 Accepted 27 June 2018

One of the main factors affecting the photovoltaic (PV) plant power is the self-shading from adjacent rows of solar panels. Due to the peculiarities of the electric connections of photovoltaic cells in PV modules and the presence of bypass diodes, the partial shading is capable of significantly decreasing the PV plant power at certain times of the day. The partial shading of solar panels effects in different ways on the energy production in cases of the vertical placement of PV modules in the panel's frame (portrait mounting) and the horizontal placement of PV modules (landscape mounting).

This work presents a novel analytical approach for determining of the inter-row shading effect on the large PV plant efficiency which is applicable for any seasonal period of PV operation. The initial data for calculations are the hourly generation of shaded and fully illuminated solar panels. On the base of these data, we have calculated the power factor that describes the dependence of the module's electrical power on the shading degree. The power factor is used to determine the amount of radiation entering the panel's tilted surface during each day of the operation period. The long-term meteorological data for the main radiation components and one of the known anisotropic radiation model are necessary for these calculations.

The main calculations result is the distribution maps for the average daily energy output which first proposed in our work. These maps have the form of contour graphs which build in the coordinates "the ground cover ratio – the tilt angle" as construction parameters. Using this maps one can find the optimal ratios of these parameters for two types of optimization problems: (1) ensure the maximum possible output under given installed PV power and (2) the determination of the most rational use of a land plot for PV plant, i.e. the obtaining of maximum PV production per unit of land area. The advantage of the analytical approach is that it allows scaling to large PV systems without increasing the computation time. As examples, the paper performs the optimization calculations based on the monitoring output data for the commercial PV plant located in Germany and on the experimental partial shading data in Odessa region.

Key words: PV plant; energy output; partial shading; orientation of PV modules; tilt angle of solar panels; ground occupation ratio; optimization problems; irradiance; insolation.



Александр Юльевич
Гаевский
Alexander Gaevskii

Сведения об авторе: д-р физ.-мат. наук, профессор кафедры возобновляемых источников энергии факультета электроэнерготехники и автоматике НТУУ «Киевский политехнический институт им. Игрия Сикорского».

Образование: Киевский политехнический институт (1975 г.).

Область научных интересов: возобновляемая энергетика; фотоэнергетика; физика твердого тела; компьютерное моделирование.

Публикации: 125.

h-index 7

ORCID: 0000-0001-6144-2441

<https://scholar.google.com.ua/citations?user=IUr5UIkAA&hl=ru>

Information about the author:

D.Sc. in Physics and Mathematics, Professor at the Department of Renewable Energy Sources of Electric Power Engineering and Automatics Faculty, Ihor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute.

Education: Kyiv Polytechnic Institute, 1975.

Research interests: renewable energy; PV plants; solid state physics; computer simulation.

Publications: 125.





Дмитрий Андреевич
Демин
Dmitrij Diomin

Сведения об авторе: аспирант Института возобновляемой энергетике НАН Украины.

Образование: НТУУ «Киевский политехнический институт им. Игоря Сикорского» (2016 г.).

Область научных интересов: возобновляемая энергетика; проектирование и инсталляция солнечных станций.

Публикации: 4.
ORCID: 0000-0002-3350-6628

Information about the author: Postgraduate Student, Renewable Energy Institute of the National Academy of Sciences of Ukraine.

Education: NTUU Ihor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute, 2016.

Research interests: renewable energy; designing and installation of PV plants.

Publications: 4.

1. Введение

Фотоэлектрические станции (ФЭС) находят все более широкое применение для выработки электроэнергии, конкурируя в некоторых странах и регионах с традиционными источниками энергии. Стоимость оборудования ФЭС и затраты на их проектирование и инсталляцию имеют большой потенциал к снижению. Эффективность ФЭС и, соответственно, период их окупаемости в значительной степени зависят от того, насколько полно используются возможности генерации энергии фотоэлектрическими модулями (ФМ). Для повышения уровня генерации солнечные панели должны устанавливаться под оптимальными углами наклона и с оптимальной азимутальной ориентацией, которые выбираются экспериментальным путем или путем компьютерного моделирования. Задаче оптимизации этих углов применительно к различным странам и регионам посвящены многочисленные работы (см., например, [1–3]), в большинстве которых оптимальные наклон и азимут панелей выбираются из условия максимума суммы солнечной радиации, поступающей на единицу площади приемной поверхности за рабочий период ФЭС. Существенным фактором, который при этом не учитывается, но играет заметную роль в определении количества вырабатываемой электроэнергии, является частичное затенение панелей – может быть вызвано облаками, окружающими объектами (элементы ландшафта, столбы, строения, соседние ряды панелей), опавшими листьями, экскрементами птиц и т.д.

Причина сильного влияния частичного затенения на мощность фотомодулей заключается в том, что фотоэлектрические ячейки, из которых составлен ФМ, соединяются последовательно в серии для повышения напряжения, а серии соединяются между собой параллельно для увеличения генерируемого тока. При затенении нескольких ячеек, эти ячейки генерируют меньший фототок, но поскольку общий ток серии задается освещенными ячейками, затененные ячейки оказываются под напряжением обратного смещения. Проводимость последних резко падает, в результате падает и мощность генерации ФМ. Затененные ячейки нагреваются ввиду увеличения па-

дения напряжения на них, что может привести к так называемому эффекту горячего пятна (hot spot). Для предотвращения перегрева ячеек вводятся обходные (bypass) диоды, шунтирующие серии ячеек. В 80-е и 90-е гг. XX века появилось много работ по предотвращению эффекта горячего пятна, в которых предлагались оптимальные конструкции ФМ, определялось максимальное число ячеек, приходящееся на обходной диод и т.д. (см., например, [4–6]). Более того, было показано, что эффект горячего пятна может приводить не только к падению генерируемой мощности, но и к образованию структурных дефектов в полупроводнике и тепловому пробую [7].

Отдельное направление в исследовании поведения ФМ в условиях неоднородной освещенности – описание эффекта затенения с помощью электрических схем замещения. Известно, что наиболее простой схемой замещения фотоэлектрической ячейки, дающей адекватную зависимость тока и мощности от напряжения, является однодиодная схема, которая описывается пятью параметрами и допускает как численное решение [8], так и точное решение [9] для вольтамперной характеристики (ВАХ) при различных уровнях освещенности. Это решение может быть применено для последовательного соединения ячеек в ФМ, а также для различных схем соединения освещенных и затененных ФМ [10]. Дальнейшим усовершенствованием в описании ВАХ неоднородно освещенного модуля является двухдиодная схема замещения ячейки [11], которая дает более точное приближение к характеристикам ячейки в условиях затенения. Преимущество компьютерного моделирования с помощью схем замещения заключается в том, что могут быть рассмотрены различные случаи частичного затенения, хотя для полноты расчета нужно учитывать также распределение температуры на поверхности ячеек.

В области фотоэнергетики проблема частичного затенения солнечных панелей связана, прежде всего, с потерями в выработке энергии ФЭС. Существенное влияние неоднородного потока солнечного излучения на условия фотогенерации было подтверждено на многочисленных примерах при выполнении программы «1 000 фотоэлектрических крыш» (1000-



Roofs-PV-Programme), начатой в Германии в 1990 г. [12]. К настоящему времени проведено множество экспериментальных исследований по определению энергетических потерь за счет частичного затенения панелей [см., например, 13, 14] и разработаны различные аналитические и численные модели, учитывающие фактор затенения [15–20]. Этот фактор учитывается также в некоторых программных пакетах, например, PVsyst, SAM 3D Shade Calculator, PV*SOL и других [21].

Среди различных видов частичного затенения можно выделить те, которые повторяются регулярно каждый световой день – это тени от соседних рядов солнечных панелей и от окружающих стационарных объектов. Для того чтобы повысить мощность ФЭС при ограниченной площади участка, ряды панелей приходится располагать достаточно близко друг от друга. В результате в определенные часы дня может возникать существенное частичное затенение от соседних рядов панелей, которое является одним из основных факторов, снижающих выходную мощность ФЭС и выработку электроэнергии [22–24]. Влияние этих видов регулярного затенения на генерируемую мощность необходимо учитывать при проектировании ФЭС. Разработке моделей фотоэлектрической генерации в условиях межрядного частичного затенения были посвящены работы [25, 26].

В рассматриваемых задачах ряды солнечных панелей больших ФЭС можно представить как единую конструкцию, набранную из ФМ и имеющую определенный угол наклона относительно горизонтальной плоскости. Панель может состоять из одного ряда ФМ или из нескольких рядов ФМ, размещенных друг над другом, при этом ФМ внутри панели располагаются вертикально (портретная ориентация) либо горизонтально (альбомная ориентация).

Для минимизации потерь в выработке электроэнергии необходимо выяснить, как влияют на мощность ФЭС в течение каждого светового дня следующие конструктивные параметры:

- наклон рядов солнечных панелей и их азимутальная ориентация;
- расстояния между рядами панелей, определяющие плотность расположения панелей;
- размещение ФМ внутри панелей.

При создании ФЭС важными ограничениями являются два фактора: бюджет, определяющий стоимость устанавливаемого оборудования, и площадь зе-

мельного участка, выделяемая под будущую станцию. В связи с этим определение расположения рядов солнечных панелей можно сформулировать как оптимизационную задачу нахождения максимума выработки энергии при наличии ограничивающих условий. Возможны два основных типа таких задач: 1) расчет оптимального наклона панелей ФЭС для достижения максимальной мощности при заданной плотности панелей; 2) определение наклона и плотности панелей на земельном участке заданной площади. В обоих типах задач необходимо учитывать влияние частичного взаимного затенения от соседних панелей, которое становится особенно существенным при их большом наклоне и плотном расположении.

В настоящей работе предлагается общий подход к исследованию влияния частичного затенения на выработку ФЭС, который заключается в определении экспериментальным путем фактора мощности затененных панелей $f(s)$ и дальнейшем его применении для оптимизации межрядных расстояний и углов наклона солнечных панелей. Значение $f(s)$ зависит, прежде всего, от количества затененных ячеек и от значений фототоков освещенных и затененных ячеек. Эти величины определяются геометрическими параметрами рядов панелей и интенсивностью основных компонентов солнечной радиации. На основе экспериментальных данных по затенению ФМ были вычислены зависимости $f(s)$ в районе Одессы для модулей из монокристаллического кремния. Аналогичные оценки были сделаны на основе данных почасовой выработки ФЭС в Германии [26] для случаев различной ориентации ФМ (портретной и альбомной) в рядах. Значения $f(s)$, определенные для дня, когда выполнялись измерения, были пересчитаны для всех дней в году, при этом использовались усредненные метеорологические данные для мест расположения ФЭС. Впервые на основе зависимости фактора $f(s)$ от степени затенения были созданы карты распределения среднесуточной генерации в координатах «плотность ФМ d – угол наклона β ». Эти карты позволяют выбрать оптимальные пары конструктивных параметров (d, β) для разных ориентаций ФМ, а также определить, каковы должны быть (d, β) площади земельного участка для наиболее эффективного использования и для получения максимальной выработки с единицы площади ФМ.



Список обозначений	
<i>Буквы греческого алфавита</i>	
α	Угол подъема солнца, град.
β	Угол наклона солнечной панели, град.
ϕ	Зенитный угол, град.
η	Эффективность фотомодулей, о.е.
ρ	Коэффициент отражения (альbedo), о.е.
<i>Буквы латинского алфавита</i>	
A	Коэффициент анизотропии, о.е.
d	Плотность расположения рядов панелей, о.е.



E	Приход радиации, кВт·ч/м ²
f	Фактор мощности затененной панели, о.е.
I	Интенсивность радиации, кВт/м ²
K	Коэффициент, о.е.
L	Период регулярного расположения панелей, м
l	Высота рамки, обрамляющей солнечную панель, м
P	Электрическая мощность, кВт
S	Площадь, м ²
s	Степень взаимного частичного затенения рядов, о.е.
W	Среднесуточная выработка электроэнергии, кВт·ч/м ²
Индексы нижние	
0	Ряд панелей
B	Прямая компонента радиации на горизонтальную поверхность
BT	Прямая компонента радиации на наклонную поверхность
D	Диффузная компонента радиации на горизонтальную поверхность
DT	Диффузная компонента радиации на наклонную поверхность
$exper$	Экспериментальная величина
j	Номер часового отсчета в «средний» день месяца
$loss$	Потери
m	Номер месяца в рабочем периоде
R	Отраженная компонента радиации на горизонтальную поверхность
RT	Отраженная компонента радиации на наклонную поверхность
$shad$	Затененная часть ряда панелей
T	Обозначение наклонной поверхности
Аббревиатуры	
ФМ	Фотоэлектрический модуль
ФЭС	Фотоэлектрическая станция

International Publishing House for scientific periodicals "Space"

Международный издательский дом научной периодики "Спейс"

2. Теоретический анализ. Потери мощности при затенении ФМ

Введем в качестве характеристики степени взаимного межрядного затенения (рис. 1) величину, равную отношению площади затененной части ряда к полной площади ряда:

$$s = \frac{S_{shad}}{S_0} = \frac{l \cos \beta}{L}, \quad (1)$$

где l – высота рамки, обрамляющей солнечную панель; β – угол наклона панели; L – период регулярного расположения панелей.

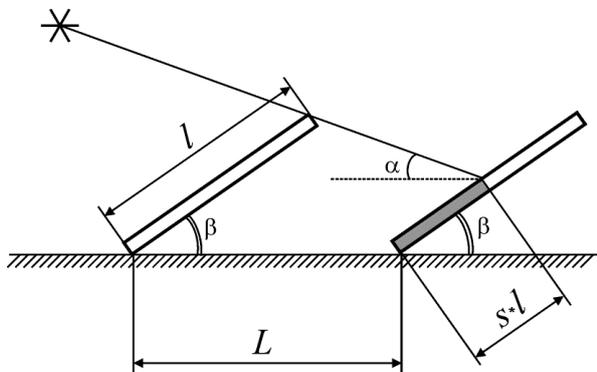


Рис. 1 – Геометрия взаимного затенения рядами солнечных панелей

Fig. 1 – Geometry of mutual shadowing by rows of solar panels

Влияние взаимного затенения на мощность ФМ будет характеризоваться коэффициентом потерь:

$$K_{loss}(s, I_s, I_{t0}) = \frac{P(s=0, I_{t0}) - P(s, I_s, I_{t0})}{P(s=0, I_{t0})}, \quad (2)$$

где $P(s, I_s, I_{t0})$ – электрическая мощность в нагрузке при степени нижнего затенения s ; I_s и I_{t0} – интенсивности радиации в тени и на освещенной наклонной поверхности; $P(s=0, I_{t0})$ – мощность в нагрузке в отсутствие тени. Введем также фактор мощности затененной панели

$$f(s, I_s, I_T) = 1 - K_{loss} = \frac{P(s, I_s, I_T)}{P(s=0, I_T)}. \quad (3)$$

В начале и в конце светового дня влияние степени затенения на выходную мощность системы ФМ является нелинейным: на графике зависимости $f(s)$ мощность генерации убывает непропорционально увеличению s . Связано это с тем, что при полном затенении нескольких ячеек модуля ток протекает через обводной диод, и из процесса генерации исключается не только несколько затененных ячеек, но и все ячейки, шунтируемые диодом. Соответственно, мощность модуля уменьшается на десятки процентов. При дальнейшем возрастании s уменьшение тока генерации замедляется. На рис. 2 приведен при-

мер полученной авторами настоящей статьи экспериментальной зависимости $f(s)$ (3) для ФМ SunRise SR-M536100 из монокристаллического кремния при отношении $I_s/I_T = 0,16$, который был ориентирован на юг с углом наклона $\beta = 35^\circ$.

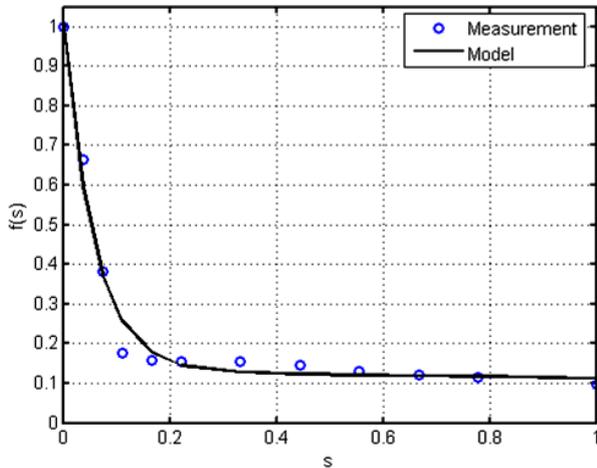


Рис. 2 – Фактор мощности затененной панели в зависимости от степени нижнего затенения при «портретной» ориентации модуля: точки – экспериментальные данные; сплошная кривая – аппроксимация модельной функцией (4) с вектором $a = [0,8920 - 17,4656 - 0,0190 \ 0,1316]$.

Fig. 2 – The power factor of shaded panel depending on the lower shading fraction in the portrait orientation of modules: points are the experimental data; solid curve is an approximation by the model function (4) with $a = [0.8920 - 17.4656 - 0.0190 \ 0.1316]$

Полученные экспериментальные данные, показанные точками, согласуются с аналогичной зависимостью в работах [23, 26]. В этой работе в качестве аппроксимирующей функции для (3) использовалась сумма экспоненты, описывающей начальный участок кривой $f(s)$, и линейной функции:

$$f(s) = a_1 \exp(-a_2 s) + a_3 s + a_4. \quad (4)$$

Фактор мощности $f(s)$ можно также рассчитать на основе мониторинговых данных работы ФЭС в течение дня, если имеются значения почасовой выработки первым (незатененным) рядом и вторым (затененным) рядом панелей. Для того чтобы связать потери мощности, определяемые по экспериментальным данным, со степенью затенения, необходимо поступить следующим образом – вычислить степень нижнего затенения ряда (см. рис. 1) для каждого часа через зенитный угол ϕ (или угол подъема солнца $\alpha = 90^\circ - \phi$), которые легко определяются по номеру дня и географическим координатам ФЭС. Формула для s , записанная через угол наклона β и плотность расположения панелей $d = l/L$, имеет вид:

$$s = 1 - \sigma, \quad \sigma = \frac{\sin \alpha}{d \sin(\alpha + \beta)}. \quad (5)$$

Из геометрии рис. 1 следует, что условием наличия тени является неравенство $\sigma < 1$, если же $\sigma \geq 1$, то тень от соседнего ряда отсутствует.

В работах [23, 26] были определены потери мощности от затенения на нескольких ФЭС, расположенных в Германии, условно называемых «Bavaria 2» и «Saarland» и имеющих различное размещение ФМ в солнечных панелях. На обеих станциях использовались фотомодули из монокристаллического кремния, измерения проводились для определенного дня в ноябре. На станции «Bavaria 2» ФМ установлены в портретной ориентации и размещены на солнечных панелях в один этаж (один горизонтальный ряд), а на станции «Saarland» ФМ имеют альбомную ориентацию и «двухэтажное» размещение на панелях. Обработка экспериментальных данных этих работ позволила получить графики почасового изменения фактора мощности $f_{\text{exper}}(t)$ в течение светового дня (рис. 3).

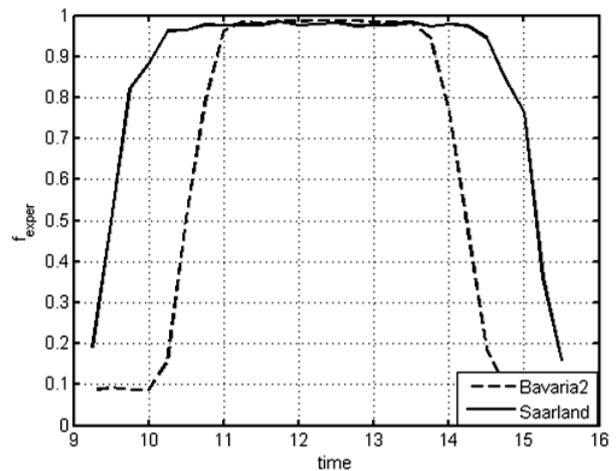


Рис. 3 – Изменение фактора мощности затененного ряда солнечных панелей в течение светового дня в ноябре, полученное на основе мониторинговых данных [26] для ФЭС «Bavaria 2» (портретная ориентация ФМ) и «Saarland» (альбомная ориентация ФМ)

Fig. 3 – The power factor change of the shaded panel's row during a light day in November which obtained on the basis of monitoring data [26] for the PV plant "Bavaria 2" (portrait orientation of modules) and "Saarland" (landscape orientation of modules)

Рассчитывая степень затенения для каждого часа по формуле (5) и используя данные для $f_{\text{exper}}(t)$ (рис. 3), получим зависимости фактора мощности от степени затенения $f(s)$. В дальнейшем будем полагать, что полученная функция $f(s)$ может применяться для любого дня рабочего периода ФЭС. На рис. 4 показаны зависимости $f(s)$ для рядов ФМ на станциях «Bavaria 2» и «Saarland», а также для сравнения

International Publishing House for scientific periodicals "Space"

Международный издательский дом научной периодики "Спейс"

изображен график для ФМ SunRise SR-M536100, полученный на основе наших измерений.

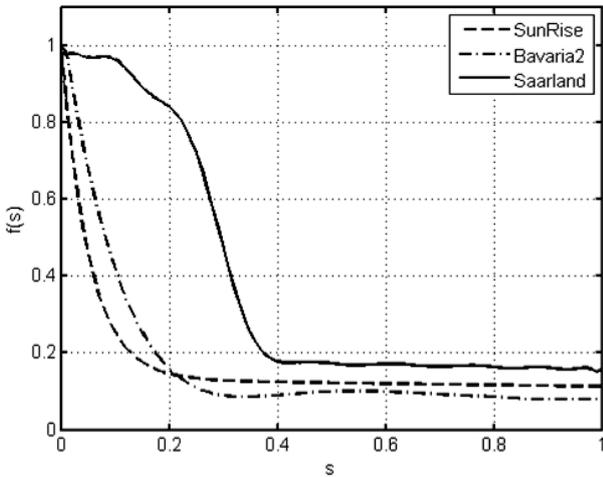


Рис. 4 – Зависимости фактора мощности рядов ФМ от степени затенения. Портретная ориентация ФМ: SunRise – штриховая линия, «Bavaria 2» – штрих-пунктир; альбомная ориентация ФМ: «Saarland» – сплошная кривая
Fig. 4 – Dependences of the panel's power factor on the shading fraction. Portrait orientation of modules: SunRise (dashed line), "Bavaria 2" (bar-dotted line); landscape orientation of modules: "Saarland" (solid curve)

Как видно на графиках, эффект затенения при малых s сильнее сказывается в случае портретной ориентации панелей, чем альбомной, что можно объяснить типовыми схемами соединения ячеек в ФМ.

3. Экспериментальная часть. Расчёт выработки электроэнергии с учетом взаимного затенения ФМ

Выработка электроэнергии ФЭС рассчитывается с учетом взаимного затенения, которое описывается фактором мощности $f(s)$ из предыдущего раздела. Предположим, что на затененных ячейках ФМ отсутствует прямая радиация, и генерация может происходить только за счет диффузного и отраженного компонентов. Представим полную интенсивность радиации на наклонной поверхности, как обычно [27, 3], суммой трех компонентов: прямого I_{BT} , диффузного I_{DT} и отраженного I_{RT} . Следовательно, приход радиации на наклонную поверхность в течение периода времени τ

$$E_T(j) = \int_{\tau} I_{BT}(t) + I_{DT}(t) + I_{RT}(t) dt, \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2. \quad (6)$$

$$W(\tau, d, \beta) = \frac{\eta_{\text{ФЭС}}}{N} \sum_{(m,j) \in \tau} [E_{B,mj} f(\alpha_{mj}, d, \beta) + A_{mj} E_{D,mj}] R_{B,mj}(\beta) + (1 - A_{mj}) I_{D,mj} R_{D,mj}(\beta) + I_{R,mj} R_{R,mj}(\beta). \quad (9)$$

Для дальнейшего расчета необходимо оценить вклад каждого из этих компонентов. При моделировании выработки модулями SunRise SR-M536100 будем считать, что ФЭС установлена в Одесской области, и будем основываться на радиационных данных для горизонтальной поверхности [28], полученных за продолжительный период времени. Для оценки радиации в Баварии и Заарланде используем данные NASA [29], приведенные также для горизонтальной поверхности. Прямой и отраженный компоненты радиации на наклонную поверхность вычислим с помощью простых геометрических соотношений:

$$I_{BT} = I_B R_B, \quad I_{RT} = \rho(I_B + I_D) R_R, \quad (7)$$

где I_B , I_D – прямая и диффузная радиация на горизонтальную поверхность; ρ – коэффициент отражения (альbedo); $R_B(\beta) = \cos \theta / \cos \phi$ и $R_R(\beta) = 1 - \cos \beta / 2$ – коэффициенты транспозиции соответственно. Для определения диффузной радиации задействуем анизотропную модель Хей – Девиса [27]:

$$I_{DT} = I_D R_D, \quad (8)$$

$$R_D \equiv R_D(\beta) = A R_B(\beta) + \frac{1}{2} (1 - A) (1 + \cos \beta),$$

где A – коэффициент анизотропии, равный отношению прямой радиации I_{BN} на нормальную к солнечным лучам поверхность к внеземной радиации I_{ON} : $A = I_{BN} / I_{ON}$.

В данной работе среднесуточный приход радиации вычисляется для заданного рабочего (обычно календарного) периода. Для этого определяются суммы радиации за каждый месяц через почасовые суммы $E_{B,mj}, E_{D,mj}, E_{R,mj}$, где m – номер месяца в рабочем периоде; j – номер часового отсчета в «средний» день месяца. В качестве $E_{B,mj}, E_{D,mj}$ используются справочные данные, которые являются усредненными значениями почасовых сумм прямой и диффузной радиации на горизонтальной поверхности для временного интервала τ_{mj} . Другими словами, $E_{B,mj}, E_{D,mj}$ получены путем усреднения за продолжительный интервал времени (несколько и более лет) экспериментальных значений, относящихся к интервалу τ_{mj} .

Среднесуточная выработка электроэнергии для рабочего периода τ в рамках рассматриваемой модели радиации определяется как

Здесь $\eta_{\text{ФЭС}}$ – эффективность (общий КПД) ФЭС, которая в данной работе считается не зависящей от внешних условий (уровня радиации и температуры); N – число дней в периоде τ ; $R_{B,mj}, R_{D,mj}, R_{R,mj}$ – коэффициенты транспозиции соответствующих компонентов радиации для интервала τ_{mj} ; A_{mj} – коэффициент анизотропии Хэя – Дэвиса; $f(\alpha_{mj}, d, \beta)$ – фактор мощности затененных панелей, зависящий от угла подъема солнца α_{mj} , наклона β и плотности $d = l/L$ рядов панелей. Функция $W(\tau, d, \beta)$ (9) является целевой функцией при оптимизации выработки по d и β . Аргументы функции $f(\alpha_{mj}, d, \beta)$ в данной модели нижнего затенения (см. рис. 1) могут быть заменены одним аргументом – степенью затенения s . Поэтому функция $f(\alpha_{mj}, d, \beta)$ сводится к фактору мощности затененной панели $f(s)$, причем в выполненных расчетах предполагалось, что $f(s)$ не зависит от времени суток и номера дня.

В работе определялась среднесуточная выработка электроэнергии $W(\tau, d, \beta)$ для трех фотоэлектрических систем (Одесса, Bavaria2, Saarland), работающих весь календарный год. Разработанная авторами настоящей статьи программа вычисляла $W(\tau, d, \beta)$ в кВт·ч/м² при различных значениях параметров d и β . Зависимости среднесуточной выработки от этих двух параметров представлены в виде контурных графиков (проекций постоянного уровня W на плоскость

d, β (рис. 5–7). Для адекватного сравнения различных фотоэлектрических систем КПД $\eta_{\text{ФЭС}}$ полагался одинаковым и равным 0,14.

На рис. 5 для региона Одессы и портретной ориентации ФМ приведены два типа графиков: среднесуточная выработка на единицу площади панели (рис. 5a) и выработка на единицу площади земельного участка (рис. 5b). С помощью первого типа графиков можно находить оптимальные d и β при условии максимума выработки, приходящейся на единицу площади ФМ. Второй тип графиков следует использовать, когда стоит задача оптимизации d и β при условии получения максимальной выработки с единицы площади земельного участка. На графике (рис. 5a) видно, что для рассмотренного региона максимальной выработки с единицы площади ФМ можно достичь при плотности рядов, не превышающей 0,45, и угле наклона приблизительно 20°. Отметим, что такой наклон ФМ, рассчитанный с учетом частичного затенения, существенно отличается от типичных значений оптимальных углов наклона, вычисляемых для изолированных модулей без учета затенения (см., например, [3, 30]).

Если условием оптимизации является получение максимальной выработки с единицы площади земельного участка, на котором расположена ФЭС, то при данной ориентации панелей (портретной) оптимальным будет максимально полное заполнение участка с $d = 0,9 \div 0,95$ и угол наклона менее 1°.

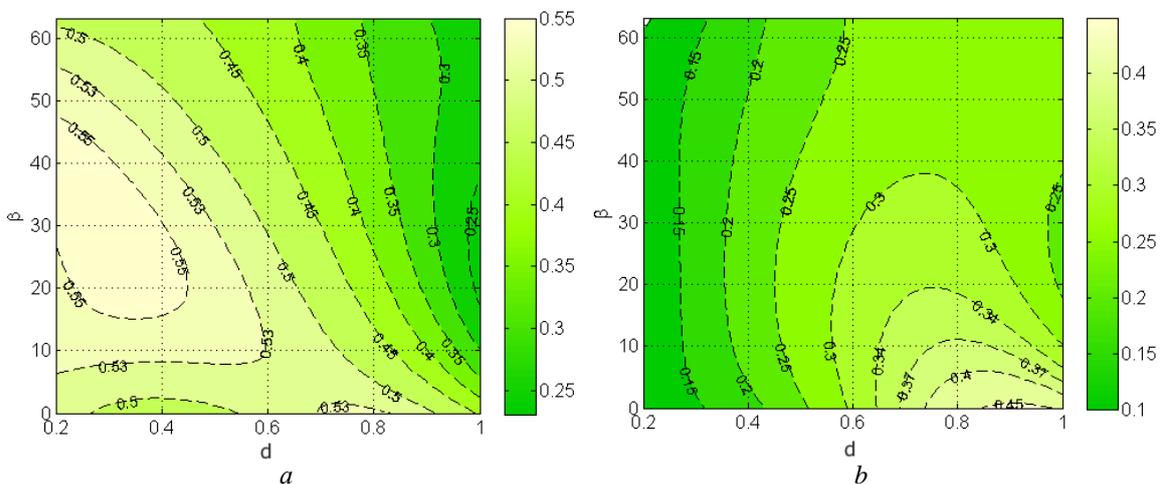


Рис. 5 – Карты $W(d, \beta)$ среднесуточной генерации ФЭС в районе Одессы при портретной ориентации ФМ: а – выработка энергии (кВт·ч) на 1 м² площади ФМ; б – выработка энергии (кВт·ч) на 1 м² земельного участка

Fig. 5 – The average daily output maps $W(d, \beta)$ for the PV system in Odessa region with portrait orientation of modules: a – energy output (kWh) per 1 m² of the module area; b – energy output (kWh) per 1 m² of the land plot

Аналогичные расчеты генерации фотоэлектрических систем, расположенных в Германии и имеющих различную ориентацию ФМ, были выполнены посредством функции мощности $f(s)$ (см. рис. 4) и

метеоданных NASA при определении интенсивности радиации в рамках анизотропной модели. Полученные контурные графики зависимостей среднесуточной выработки от угла наклона и плотности солнеч-



ных панелей показаны на рис. 6 и 7. При сравнении графиков на рис. 6а и 7а, относящихся к различной ориентации ФМ, видно, что поверхность $W(d, \beta)$ для альбомного размещения выглядит более пологой, чем для портретного размещения, то есть область значений переменных d, β с высокой генерацией является более протяженной. Это результат наличия пологого участка на кривой фактора мощности $f(s)$ при малых s (см. рис. 4). На практике это означает, что в случае альбомной ориентации ряды панелей можно расположить более плотно, и выбор угла наклона может быть менее строгим.

Сравнение графиков на рис. 6б и 7б показывает, что крутизна склона поверхности $W(d, \beta)$ в направлении d почти одинаковая для обоих видов ориентации ФМ, в то время как в направлении β значение $W(d, \beta)$ в случае альбомного размещения убывает значительно медленнее при увеличении угла наклона. Таким образом, при заданной плотности рядов можно увеличить угол наклона, выбирая альбомную ориентацию. При этом не будет проигрыша в объеме выработки энергии, однако это позволит увеличить просвет между рядами, равный $L - l \cos \beta$, и облегчит техническое обслуживание ФМ.

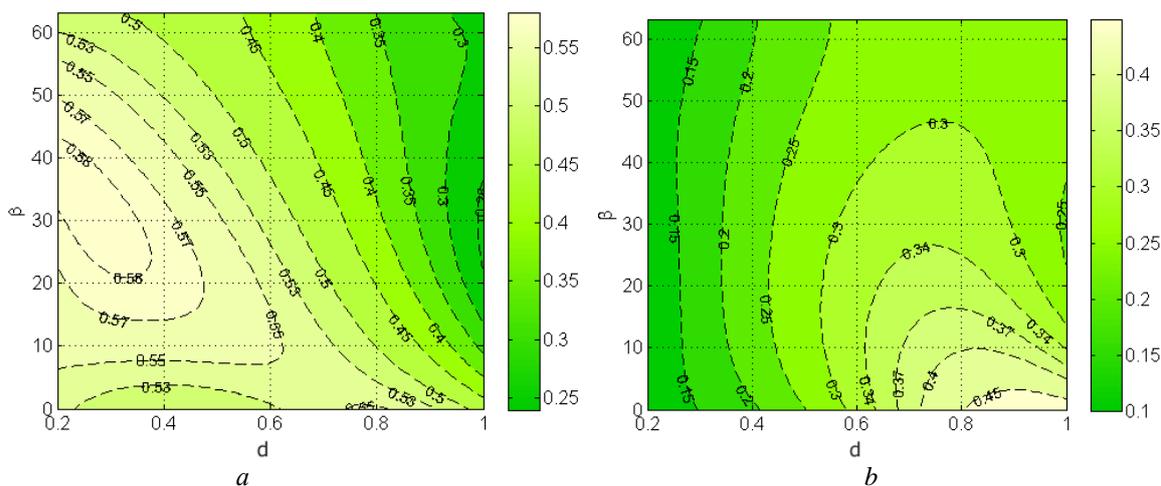


Рис. 6 – Карты $W(d, \beta)$ среднесуточной генерации ФЭС «Bavaria 2» (Германия) при портретной ориентации ФМ: а – выработка энергии (кВт·ч) на 1 м² площади ФМ; б – выработка энергии (кВт·ч) на 1 м² земельного участка

Fig. 6 – The average daily output maps $W(d, \beta)$ for the PV system “Bavaria 2” (Germany) with portrait orientation of modules: а – energy output (kWh) per 1 m² of the module area; б – energy output (kWh) per 1 m² of the land plot

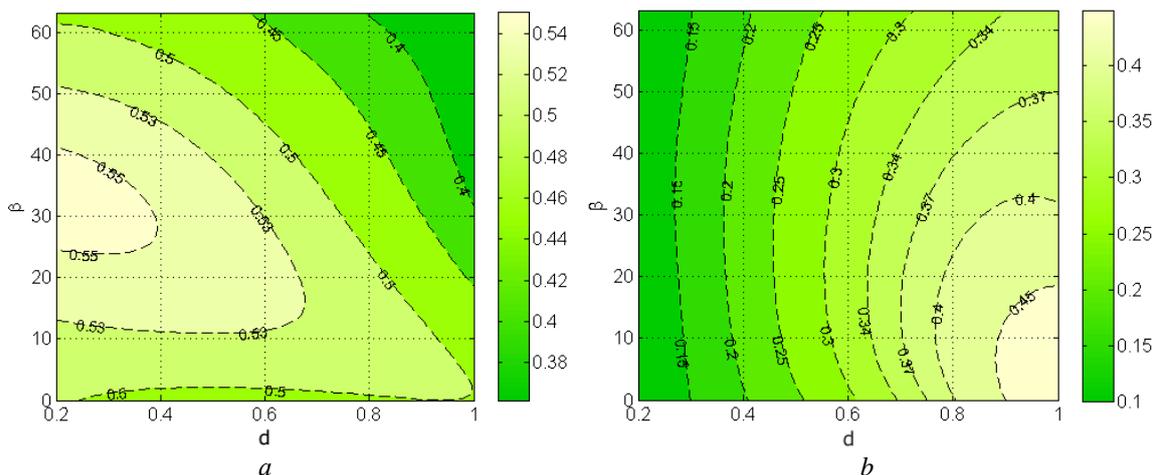


Рис. 7 – Карты $W(d, \beta)$ среднесуточной генерации ФЭС «Saarland» (Германия) при альбомной ориентации ФМ: а – выработка энергии (кВт·ч) на 1 м² площади ФМ; б – выработка энергии (кВт·ч) на 1 м² земельного участка

Fig. 7 – The average daily output maps $W(d, \beta)$ for the PV system “Saarland” (Germany) with landscape orientation of modules: а – energy output (kWh) per 1 m² of the module area; б – energy output (kWh) per 1 m² of the land plot

Зависимости среднесуточной выработки от плотности рядов в расчете на 1 м² земельного участка по-

казаны на рис. 8 в виде двумерных графиков для портретной и альбомной ориентаций ФМ на ФЭС



«Bavaria 2» и «Saarland» соответственно. На этих графиках отображены семейства кривых, различающихся разными углами наклона рядов модулей. Наибольшая

выработка при обоих видах ориентации достигается, когда плотность рядов составляет $>0,95$ и угол наклона незначителен (менее 1°).

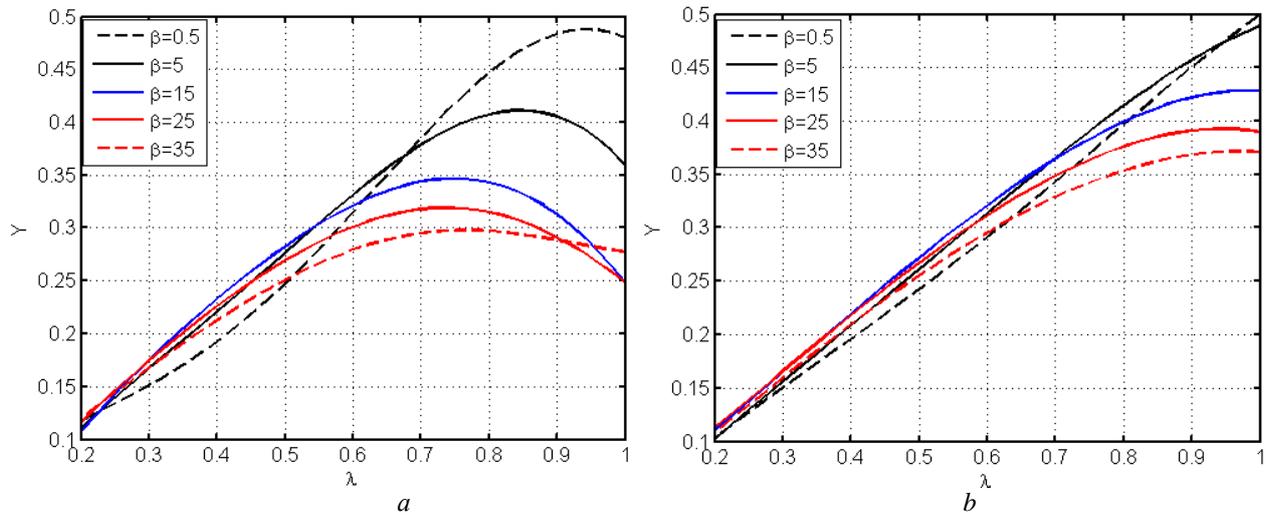


Рис. 8 – Зависимости среднесуточной выработки от плотности рядов в расчете на 1 м^2 земельного участка: а – «Bavaria 2», портретная ориентация ФМ; б – «Saarland», альбомная ориентация ФМ
Fig. 8 – The dependencies of the average daily output per 1 m^2 land plot on the ground cover ratio: а – “Bavaria 2”, portrait orientation of modules; б – “Saarland”, landscape orientation of modules

На рис. 8а для портретной ориентации ФМ видно, что выбор угла наклона, как это принято для изолированных панелей, например, равным 35° , должен быть обеспечен взаимным межрядным расстоянием, отвечающим плотности $\sim 0,75$. Однако при этом среднесуточная выработка снизится почти в 2 раза по сравнению с указанным выше вариантом с оптимальными β и d . В случае альбомной ориентации ФМ (рис. 8б) влияние угла наклона панелей на выработку сказывается в меньшей степени. Здесь предпочтительна высокая плотность заполнения земельного участка (расстояние между рядами должно равняться примерно высоте рамы панелей, $d \approx 1$). Выбор угла наклона 35° приведет к снижению выработки примерно на 25 % по сравнению с горизонтальным расположением панелей.

4. Результаты расчетов

Алгоритм получения фактора мощности был построен $f(s)$ исходя из данных мониторинга генерации рядов ФЭС в условиях частичного затенения. Показано, каким образом $f(s)$ зависит от ориентации ФМ в рядах солнечных панелей. Впервые разработан метод вычисления генерации ФЭС за определенный календарный период на основе метеорологических данных и рассчитанной функции $f(s)$. Анализ построенных моделей генерации и потери мощности при частичном затенении удобно разделить на две части соответственно двум типам задач: обеспечение максимума выработки на единицу площади ФМ и на единицу площади земельного участка.

Численные расчеты по поиску максимума генерации в задачах первого типа показали следующее. При портретной ориентации ФМ максимальная выработка с единицы площади ФМ обеспечивается согласно расчетам с помощью функции $f(s)$ для Одессы при $d \leq 0,45$, $\beta \approx 22^\circ$ и с функцией $f(s)$, рассчитанной на основе экспериментов для Германии [23, 26], при $d \leq 0,37$ и $\beta \approx 22^\circ$. Следует отметить, что в данной работе и указанных выше использовались различные марки ФМ из монокристаллического кремния. Различались также радиационные условия, в которых проводились эксперименты по потере мощности, и тем не менее полученные оценки согласуются между собой. Альбомная ориентация ФМ позволяет увеличить угол наклона до $30 \div 35^\circ$ и тем самым увеличить ширину прохода между рядами, что облегчает установку панелей и их обслуживание, однако ограничения на плотность рядов остаются на том же самом уровне (не более 0,45).

Расчеты карт распределения среднесуточной выработки в задачах второго типа показали, что максимальная выработка с единицы площади земельного участка достигается при наиболее полном заполнении участка, когда $d \leq 0,95$ и угол наклона менее 1° как при портретной, так и при альбомной ориентации ФМ. При этом оптимальные значения d и β слабо зависят от места расположения ФЭС (Одесская область или Бавария).

Отметим, что относительная погрешность вычислений, выполненных в пакете MATLAB, составляет не более 1 % (с учетом процедур аппроксимации и



интерполяции). Погрешность входных экспериментальных данных относительно радиации и выработки ФЭС, а также совокупную модельную погрешность, обусловленную выбором ряда теоретических моделей (анизотропная радиация, геометрия затенения, фактор потери мощности $f(s)$ и др.) оценить не представляется возможным. Однако полученные в данной работе на основе оптимизационных расчетов численные результаты и графики позволяют судить о тенденциях изменения эффективности больших ФЭС в зависимости от конструкционных параметров рядов солнечных панелей и ориентации ФМ, а также оценить оптимальные интервалы значений этих параметров для конкретного региона расположения ФЭС.

5. Заключение

Новый метод позволяет вычислять объем генерации фотоэлектрической станции в условиях взаимного частичного затенения рядов солнечных панелей. Исходными данными в предложенном методе являются выходная мощность либо выработка энергии за определенный промежуток времени рядами панелей при различной степени затенения, а также метеорологические данные о суммах солнечной радиации на горизонтальную поверхность. Основным показателем, определяющим мощность ФМ при взаимном частичном затенении, – это фактор мощности затененных рядов $f(s)$, зависящий от степени затенения s , ориентации ФМ и ряда других факторов.

Общность предложенного метода позволяет рассчитывать зависимости вырабатываемой электроэнергии от плотности расположения рядов солнечных панелей d и от углов наклона панелей β . Метод был применен к анализу потерь энергии от взаимного частичного затенения рядов на ФЭС в Германии и в Одесской области.

Влияние конструкционных параметров d и β на уровень генерации в течение календарного года оценивалось по впервые предложенным в данной работе картам распределения среднесуточной генерации $W(d, \beta)$, которые имеют вид контурных графиков в координатах «плотность рядов – угол наклона».

Карты распределения среднесуточной генерации были построены для двух типов оптимизационных задач: нахождения оптимальных значений d и β для максимальной среднесуточной генерации на единицу площади модуля и для максимальной генерации на единицу площади земельного участка. В задачах первого типа определяются угол наклона и максимальная плотность рядов, которые обеспечивают максимально возможную выработку при заданной общей мощности ФМ. Задачи второго типа заключаются в определении наиболее рационального использования земельного участка под ФЭС.

Список литературы

- [1] Chang, T.P. Study on the optimal tilt angle of solar collector according to different radiation types / T.P. Chang // Int. Journ. of Applied Science and Engineering. – 2008. – Vol. 6. – P. 151–161.
- [2] Mehleri, E.D. Determination of the optimal tilt angle and orientation for solar photovoltaic arrays / E.D. Mehleri, P.L. Zervas [et al.] // Renew. Energy. – 2010. – Vol. 35. – P. 2468–2475.
- [3] Гаевский, А.Ю. Метод определения оптимального угла наклона и ориентации фотоэлектрических модулей на основе экспериментальных данных солнечной радиации / А.Ю. Гаевский, А.Н. Гаевская // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология» (ISJAE). – 2018. – № 13–15. – С. 15–29.
- [4] Bishop, J.W. Computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuit / J.W. Bishop // Solar Cells. – 1988. – Vol. 25. – No.1. – P. 73–89.
- [5] Bhattacharya, G. Removal of the hot-spot problem in photovoltaic modules and arrays / G. Bhattacharya, C. Neogy // Solar Cells. – 1991. – Vol. 31. – P. 1–12;
- [6] Iannone, F. Monte Carlo techniques to analyze the electrical mismatch losses in large-scale photovoltaic generators / F. Iannone, G. Noviello, A. Sarno // Solar Energy. – 1998. – Vol. 62. – P. 85–92.
- [7] Wagner, L.K. Microscopic description of light induced defects in amorphous silicon solar cells / L.K. Wagner, J.C. Grossman // Physical Review Letters. – 2008. – Vol. 101. – P. 265–501.
- [8] Kawamura, H. Simulation of I-V characteristics of a PV module with shaded PV cells / H. Kawamura [et al.] // Solar Energy Materials & Solar Cells. – 2003. – Vol. 75. – P. 613–621.
- [9] Гаевский, А.Ю. Определение параметров фотоэлектрических модулей на основе точного решения уравнения для ВАХ / А.Ю. Гаевский // Відновлювана енергетика. – 2012. – № 4. – С. 32–39.
- [10] Гаевский, А.Ю. Анализ эффекта затенения фотоэлектрических модулей в последовательно-параллельном соединении / А.Ю. Гаевский, М.О. Врещ, О.В. Мельник // Відновлювана енергетика. – 2013. – № 1. – С. 28–30.
- [11] Quaschnig, V. Numerical simulation of current-voltage characteristics of PV systems with shaded solar cells / V. Quaschnig, R. Hanitsch // Solar Energy. – 1996. – Vol. 56. – P. 513–520.
- [12] Erge, Th. The German 1000-roofs-PV-programme – a resume of the 5 years pioneer project for small grid-connected PV systems. / Th. Erge [et al.] // Proceedings of the 2nd World Conference on PVSEC. – 1998. – Vienna. – P. 2648–2651.
- [13] Kurokawa, K. Realistic values of various parameters for PV system design / K. Kurokawa // Renewable Energy. – 1998. – Vol. 15. – P. 157–164.



[14] Abdullah Al Mamun, M. Experimental investigation of the effect of partial shading on photovoltaic performance / M. Abdullah Al Mamun, M. Hasanuzzaman, J. Selvaraj // *IET Renewable Power Generation*. – 2017. – Vol. 11. – No. 7. – P. 912–921.

[15] Quaschnig, V. Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells / V. Quaschnig, R. Hanitsch // *Sol. Energy*. – 1996. – Vol. 56. – P. 513–520.

[16] Deline, C. A simplified model of uniform shading in large photovoltaic arrays / C. Deline, A. Dobosa, S. Janzoua // *Solar Energy*. – 2013. – Vol. 96. – P. 274–282.

[17] Martínez-Moreno, F. Experimental model to estimate shading losses on PV arrays. / F. Martínez-Moreno, J. Muñoz, E. Lorenzo E // *Solar Energy Materials and Solar Cells*. – 2010. – Vol. 94. – No.12. – P. 2298–303.

[18] Petronea, G. Modeling of photovoltaic fields in mismatched conditions for energy yield evaluations / G. Petronea, C.A. Ramos-Pajab // *Elect. Power Syst. Res.* – 2011. – Vol. 81. – No. 4. – P. 1003–1013.

[19] Drif, M. A new estimation method of irradiance on a partially shaded PV generator in grid-connected photovoltaic systems / M. Drif, P.J. Perez, J. Aguilera [et al.] // *Renewable Energy*. – 2008. – Vol. 33. – No. 9. – P. 2048–2056.

[20] Woyte, A. Partial shadowing of photovoltaic arrays with different system configurations: literature review and field test results / A. Woyte, J. Nijs, R. Belmans // *Solar Energy*. – 2003. – Vol. 74. – P. 217–233.

[21] Deambi, S. Photovoltaic System Design: Procedures, Tools and Applications // CRC Press, 2016. – 254 p.

[22] Gordon, J.M. Central-station solar photovoltaic systems: field layout, tracker, and array geometry sensitivity studies / J.M. Gordon, H.J. Wenger // *Solar Energy*. – 1991. – Vol. 46. – No. 4. – P. 211–217.

[23] Velasco, M.H. Comparison of partial shading losses in free field PV-plants with different array configurations / M.H. Velasco, F. Fiedler, D. Timm // *Proceedings of 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. – 2012. – P. 4171–4175.

[24] Alonso-Garcia, M.C. Computer simulation of shading effects in photovoltaic arrays / M.C. Alonso-Garcia, J.M. Ruiz, W. Herrmann // *Renewable Energy*. – 2006. – Vol. 31. – P. 1986–1993.

[25] Brecl, K. Self-shading losses of fixed free-standing PV arrays / K. Brecl, M. Topic // *Renew. Energy*. – 2011. – Vol. 36. – P. 3211–3216.

[26] Velasco, M.H. Performance evaluation of different PV-array configurations under weak light conditions and partial shadings: Master level thesis European Solar Engineering School / M.H. Velasco. – Dalarna, 2012. – 79 p.

[27] Kalogirou S. A. *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*. Fourth Edition / Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2013. – 910 p.

[28] Справочник по климату СССР. Украинская ССР. Часть I. Солнечная радиация, радиационный баланс и солнечное сияние / Ленинград: Гидрометеорологическое изд. – 1966. – 126 с.

[29] *Surface Meteorology and Solar Energy* / A renewable energy resource web site [E-resource]. – Available on: <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/> – (Дата обращения: 20.05.18.).

[30] Balouktsis, A. On the optimum tilt angle of a photovoltaic array / A. Balouktsis, D. Tsanakas, G. Vachtsevanos // *Sol. Energy*. – 1987. – Vol. 5. – P. 153–169.

References

[1] Chang T.P. Study on the optimal tilt angle of solar collector according to different radiation types. *Int. Journ. of Applied Science and Engineering*, 2008;6:151–161.

[2] Mehleri E.D., Zervas P.L. et al. Determination of the optimal tilt angle and orientation for solar photovoltaic arrays. *Renew. Energy*, 2010;35:2468–2475.

[3] Gaevskii A.Y., Gaevskaya A.N. A method for determining of optimal tilt angle and orientation of PV modules based on measured solar radiance data (Metod opredeleniya optimal'nogo ugla naklona i orientacii fotoelektricheskikh modulei na osnove experimental'nykh dannykh solnechnoi radiatsii). *International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology (ISJAE)*, 2018;13–15:15–29 (in Russ.).

[4] Bishop J.W. Computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuit. *Solar Cells*, 1988;25(1)73–89.

[5] Bhattacharya G., Neogy C. Removal of the hot-spot problem in photovoltaic modules and arrays. *Solar Cells*, 1991;31:1–12.

[6] Iannone F., Noviello G., Sarno A. Monte Carlo techniques to analyze the electrical mismatch losses in large-scale photovoltaic generators. *Solar Energy*, 1998;62:85–92.

[7] Wagner L.K., Grossman J.C. Microscopic description of light induced defects in amorphous silicon solar cells. *Physical Review Letters*, 2008;101:265–501.



- [8] Kawamura H., et al. Simulation of I-V characteristics of a PV module with shaded PV cells. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 2003;75:613–621.
- [9] Gaevskii A.Y. Determination of PV module parameters on the base of exact solution for volt-ampere characteristic equation (Opredelenie parametrov fotoelektricheskikh modulei na osnove tochnogo resheniya uravneniya dlya VAC). *Vidnovlyuvana energetika*, 2012;(4):32–39 (in Russ).
- [10] Gaevskii A.Y., Vresch M.O., Melnik O.V. Analysis of PV modules shading in series-parallel connections (Analiz efektofov zatneniya fotoelektricheskikh modulej v posledovatel'no-parallel'nom soedinenii). *Vidnovlyuvana energetika*, 2013;(1):28–30 (in Russ).
- [11] Quaschnig V., Hanitsch R. Numerical simulation of current-voltage characteristics of PV systems with shaded solar cells. *Solar Energy*, 1996;56:513–520.
- [12] Erge Th., Hoffmann V.U., Kiefer K. et al. The German 1000-roofs-PV-programme - a resume of the 5 years pioneer project for small grid-connected PV systems. *Proceedings of the 2nd World Conference on PVSEC*, Vienna, 1998; pp. 2648–2651.
- [13] Kurokawa K. Realistic values of various parameters for PV system design. *Renewable Energy*, 1998;15:157–164.
- [14] Abdullah Al Mamun M., Hasanuzzaman M., Selvaraj J. Experimental investigation of the effect of partial shading on photovoltaic performance. *IET Renewable Power Generation*, 2017;11(7):912–921.
- [15] Quaschnig V., Hanitsch R. Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells. *Sol. Energy*, 1996;56:513–520.
- [16] Deline C., Dobosa A., Janzoua S. A simplified model of uniform shading in large photovoltaic arrays. *Solar Energy*, 2013;96:274–282.
- [17] Martínez-Moreno F., Muñoz J., Lorenzo E. Experimental model to estimate shading losses on PV arrays. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2010;94(12):2298–303.
- [18] Petronea G., Ramos-Pajab C.A. Modeling of photovoltaic fields in mismatched conditions for energy yield evaluations. *Elect. Power Syst. Res.*, 2011;81(4):1003–1013.
- [19] Drif M., Perez P.J., Aguilera J. et al. A new estimation method of irradiance on a partially shaded PV generator in grid-connected photovoltaic systems. *Renewable Energy*, 2008;33(9):2048–2056.
- [20] Woyte A., Nijs J., Belmans R. Partial shadowing of photovoltaic arrays with different system configurations: literature review and field test results. *Solar Energy*, 2003;74:217–233.
- [21] Deambi S. Photovoltaic system design: Procedures, Tools and Applications. CRC Press, 2016; 254 p.
- [22] Gordon J.M., Wenger H.J. Central-station solar photovoltaic systems: field layout, tracker, and array geometry sensitivity studies. *Solar Energy*, 1991;46(4):211–217.
- [23] Velasco M.H., Fiedler F., Timm D. Comparison of partial shading losses in free field PV-plants with different array configurations. *Proceedings of 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2012; 4171–4175.
- [24] Alonso-Garcia M.C., Ruiz J.M., Herrmann W. Computer simulation of shading effects in photovoltaic arrays. *Renewable Energy*, 2006;31:1986–1993.
- [25] Brecl K., Topic M. Self-shading losses of fixed free-standing PV arrays. *Renew. Energy*, 2011;36:3211–3216.
- [26] Velasco M.H. Performance evaluation of different PV-array configurations under weak light conditions and partial shadings: Master level thesis European Solar Engineering School. Dalarna, 2012; 79 p.
- [27] Kalogirou S.A. Solar Energy Engineering: Processes and Systems. Fourth Edition. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2013; 910 p.
- [28] Reference book on climate of USSR. Ukrainian SSR. Part I. Solar radiation, radiation balance and sunshine (Spravočnik po klimatu SSSR. Ukrainskaya SSR. Chast' I. Solnechnaya radiatsiya, radiatsionnyi balans i solnechnoe siyanie). Leningrad: Gidrometeorologicheskoe Publ., 1966; 126 p. (in Russ).
- [29] Surface Meteorology and Solar Energy [E-resource] / A renewable energy resource web site. Available on: <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/> (05.20.2018).
- [30] Balouktsis A., Tsanakas D., Vachtsevanos G. On the optimum tilt angle of a photovoltaic array. *Sol. Energy*, 1987;5:153–169.

Транслитерация по BSI

