

Информация об авторах

Юдаев Игорь Викторович, доктор технических наук, профессор, ФГБОУ ВО «Кубанский государственный аграрный университет им. И. Т. Трубилина» (Российская Федерация, 350004, г Краснодар, ул. Калинина, д. 13), e-mail: etsh1965@mail.ru

Степанчук Геннадий Владимирович, кандидат технических наук, доцент, Азово-Черноморский инженерный институт ФГБОУ ВО Донской ГАУ (Российская Федерация, 346493, Ростовская область, г. Зерноград, ул. Ленина, д. 21), e-mail: g-stepanchuk@mail.ru

Юдин Андрей Александрович, аспирант, Азово-Черноморский инженерный институт ФГБОУ ВО Донской ГАУ (Российская Федерация, 346493, Ростовская область, г. Зерноград, ул. Ленина, д. 21), e-mail: andrey-yudin-1997@mail.ru

Гуляев Павел Владимирович, кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой «Эксплуатация энергетического оборудования и электрических машин», Азово-Черноморский инженерный институт ФГБОУ ВО Донской ГАУ (Российская Федерация, 346493, Ростовская область, г. Зерноград, ул. Ленина, д. 21), e-mail: achgaa.el.mash@inbox.ru

Author's Information

Yudaev Igor Viktorovich, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Kuban State Agrarian University named after I. T. Trubilin (Russian Federation, 350004, Krasnodar, Kalinin str., 13), e-mail: etsh1965@mail.ru

Stepanchuk Gennadiy Vladimirovich, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor, Azov-Black Sea Engineering Institute of the DonSAU (Russian Federation, Rostov region, Zernograd, Lenin St., 21), e-mail: g-stepanchuk@mail.ru

Yudin Andrey Aleksandrovich, postgraduate student, Azov-Black Sea Engineering Institute of the DonSAU (Russian Federation, Rostov region, Zernograd, Lenin St., 21), e-mail: andrey-yudin-1997@mail.ru

Gulyaev Pavel Vladimirovich, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor, Azov-Black Sea Engineering Institute of the DonSAU (Russian Federation, Rostov region, Zernograd, Lenin St., 21), e-mail: achgaa.el.mash@inbox.ru

DOI: 10.32786/2071-9485-2024-03-45

ANALYTICAL REVIEW OF TYPES OF ENERGY LOSSES AT PHOTOVOLTAIC
POWER PLANTS¹Daus Yu. V., ^{2,3}Panchenko V. A., ¹Slyusar M. O.¹Kuban State Agrarian University named after I. T. Trubilin
Krasnodar, Russian Federation²Russian University of Transport³Federal Scientific Agroengineering Center VIM
Moscow, Russian Federation

Corresponding author E-mail: zirochka3011@gmail.com

Received 14.03.2024

Submitted 19.04.2024

Summary

The paper uses theoretical research methods: literature overview, operating experience of photovoltaic power plants, systematization of the background. For the Krasnodar Territory, energy losses at a power plant can be 10-75 kW·h/m²·year for each type of loss. The analysis of the efficiency of existing private photovoltaic power plants in the Krasnodar Territory showed that due to non-optimal spatial orientation and mutual shading of photovoltaic chains, the efficiency can be reduced to 5-11%.

Abstract

Introduction. When supplying energy to agricultural facilities, for any energy source it is important to ensure high efficiency of electrical energy generation by photovoltaic power plants and take into account all the factors that influence it. **The purpose of the study** is to analyze, systematize and evaluate the factors influencing the utilization level of the solar energy potential when converting solar energy into electrical energy at a photovoltaic power plant. **Object of study.** Operating private photovoltaic power plants in the Krasnodar Territory. **Materials and methods.** The paper uses theoretical research methods: literature overview, operating experience of photovoltaic power plants, systematization of the background. **Results and conclusions.** A photovoltaic power plant has efficiency factor of 15-18%, and additional power losses caused by both suboptimal engineering solutions and inefficient operation of the power plant lead to a significant decrease in this indicator. Energy losses in a photovoltaic plant are divided into solar and electrical energy losses. Solar energy losses include losses from shading, losses from suboptimal spatial orientation of the module, losses from degradation, heating, low efficiency of photovoltaic modules and inconsistent operation of photovoltaic groups. Losses from shading, in turn, are divided into losses from near and far shading, mutual shading of photovoltaic chains, and from pollution. Electrical losses in photovoltaic plants include losses in cables, inverters, transformers and transmission lines. These losses can also be divided conditionally into losses in the direct current circuit, alternating current circuit and losses when converting direct current to alternating current. Losses in conductors and transformers are divided into structural and variable, depending on the load. Electrical losses can be reduced during the design phase of a photovoltaic plant by selecting devices with high performance and by selecting the power of the devices to ensure their optimal loading. For the Krasnodar Territory, energy losses at a photovoltaic power plant can be 10-75 kW·h/m²·year for each type of loss. The analysis of the efficiency of existing private photovoltaic power plants in the Krasnodar Territory showed that due to non-optimal spatial orientation and mutual shading of photovoltaic chains, the installed capacity utilization factor can be reduced to 5-11%.

Keywords: intensity of solar radiation, photovoltaic plants, solar energy, energy losses.

Citation. Daus Yu. V., Panchenko V. A., Slyusar M. O. Analytical review of types of energy losses at photovoltaic power plants. *Proc. of the Lower Volga Agro-University Comp.* 2024. 3(75). 396-403 (in Russian). DOI:10.32786/2071-9485-2024-03-45.

Author's contribution. All authors of this research paper have directly participated in the planning, execution, or analysis of this study. All authors of this paper have read and approved the final version submitted.

Conflict of interest. The authors declare no conflict of interest.

УДК 620.92

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ТИПОВ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ НА ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЯХ

¹Даус Ю. В., кандидат технических наук
^{2,3}Панченко В. А., кандидат технических наук
¹Слюсарь М. О., студент

¹ФГБОУ ВО «Кубанский государственный аграрный университет им. И. Т. Трубилина»

г. Краснодар, Российская Федерация

²ФГАОУ ВО «Российский университет транспорта» (МИИТ)

³ФГБНУ «Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ»
г. Москва, Российская Федерация

Введение. Актуальным при энергообеспечении сельскохозяйственных объектов для любого источника энергии является обеспечение высокой эффективности генерации электрической энергии фотоэлектрическими станциями и учет всех факторов, которые на нее влияют. **Цель исследования** – проанализировать, систематизировать и оценить факторы, влияющие на уровень реализации потенциала солнечной энергии, при преобразовании солнечной энергии в электрическую на фотоэлектрической станции. **Объект исследования.** Действующие частные фотоэлектрические станции Краснодарского края. **Материалы и методы.** В статье использованы методы теоретического исследования: анализ литературы, опыта эксплуатации фотоэлектрических станций, систематизация представленной информации. **Результаты и выводы.** Фотоэлектрическая станция обладает достаточно низким коэффициентом полезного действия – 15-18% и дополнительные потери мощности, обусловленные как неоптимальными инженерными решениями, так и неэффективной эксплуатацией станции приводят к существенному снижению этого показателя. Потери энергии на фотоэлектрической станции делятся на потери солнечной и электрической энергии. Потери солнечной энергии включают в себя потери от затенения, потери от неоптимальной пространственной ориентации модуля, потери от деградации, нагрева, низкой эффективности фотоэлектрических модулей и несогласованной работы фотоэлектрических групп. Потери от затенения в свою очередь делятся на потери от ближнего и дальнего затенения, взаимного затенения фотоэлектрических цепочек, от загрязнения. Электрические потери на фотоэлектрических станциях включают в себя потери в кабелях, инверторах, трансформаторах и линиях передачи. Эти потери также можно разделить условно на потери в цепи постоянного тока, цепи переменного тока и потери при преобразовании постоянного тока в переменный. Потери в проводниках и трансформаторах делятся на конструктивные и переменные в зависимости от нагрузки. Электрические потери можно уменьшить на этапе проектирования фотоэлектрической станции путем выбора устройств с высокими характеристиками и путем выбора мощности устройств, обеспечивающей их оптимальную загрузку. Для территории Краснодарского края потери энергии на фотоэлектрической станции могут составлять 10-75 кВт·ч/м²·год для каждого вида потерь. Анализ эффективности действующих частных фотоэлектрических электростанций на территории Краснодарского края показал, что вследствие неоптимальной пространственной ориентации и взаимного затенения фотоэлектрических цепочек коэффициент использования установленной мощности может снижаться до 5-11%.

Ключевые слова: интенсивность солнечной радиации, фотоэлектрические станции, солнечная энергия, потери энергии.

Цитирование. Даус Ю. В., Панченко В. А., Слюсарь М. О. Аналитический обзор типов потерь энергии на фотоэлектрических станциях. *Известия НВ АУК.* 2024. 3(75). 396-403. DOI: 10.32786/2071-9485-2024-03-45.

Авторский вклад. Все авторы настоящего исследования принимали непосредственное участие в планировании, выполнении или анализе данного исследования. Все авторы настоящей статьи ознакомились и одобрили представленный окончательный вариант.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Введение. Сельскохозяйственное производство характеризуется высокой долей затрат в себестоимости производства продукции на энергию: 30-35%. А повышение электрооруженности является необходимым условием для увеличения механизации и авто-

матизации технологических процессов, производительности труда и эффективности функционирования сельскохозяйственных предприятий. Основными проблемами сельских территорий являются большие расстояния и малая плотность нагрузки электросетевого комплекса, высокая стоимость капитального строительства энергетических объектов, низкий коэффициент использования установленной мощности энергосистемы в целом. Поэтому параллельно с централизованным энергоснабжением происходит развитие локальной распределенной генерации. Территория юга России – это территория, отличающаяся развитым сельскохозяйственным производством и высоким уровнем потока солнечного излучения в течение года. Поэтому применение локальной генерации посредством фотоэлектрических установок наиболее актуально здесь для сельскохозяйственных потребителей, характеризующихся сезонностью работ, совпадающей близко с характером прихода солнечной радиации в течение года: пик нагрузки приходится на лето и осенне-весенний период, например, для зернотока, перерабатывающих предприятий, систем орошения, хранения продукции т.д. Актуальным является, как и для любого источника энергии, обеспечение высокой эффективности генерации электрической энергии фотоэлектрическими станциями и учет всех факторов, которые на нее влияют.

Цель исследования – проанализировать, систематизировать и оценить факторы, влияющие на уровень реализации потенциала солнечной энергии, при преобразовании солнечной энергии в электрическую на фотоэлектрической станции.

Материалы и методы исследования. В статье использованы методы теоретического исследования: анализ литературы, опыта эксплуатации фотоэлектрических станций, систематизация представленной информации.

Удельные потери энергии с 1 м^2 фотоэлектрического модуля рассчитаны для географической точки с координатами $45,03^\circ \text{с.ш. } 38,98^\circ \text{в.д.}$ (г. Краснодар). Интенсивность солнечной радиации определена с помощью программного комплекса «Оценка ресурса солнечной энергии в заданной точке на поверхности земли».

Моделирование проводилось с использованием монокристаллического модуля ФСМ-200 фирмы ООО «Квант» со следующими параметрами: номинальная мощность 200 Вт, КПД 14,9%, габаритные размеры $1580 \times 808 \times 35 \text{ мм}$, номинальное напряжение 24 В.

Данные о составе и режиме генерации действующих фотоэлектрических станций взяты на портале [1].

Результаты исследования и их обсуждение. Потери энергии на фотоэлектрической станции делятся на потери солнечной и электрической энергии (рисунок 1) [2]. Потери солнечной энергии на фотоэлектрической станции включают в себя потери от затенения, потери от неоптимальной пространственной ориентации модуля, потери от деградации, нагрева, низкой эффективности фотоэлектрических модулей и несогласованной работы фотоэлектрических групп.

Потери от затенения в свою очередь делятся на:

- потери от ближнего затенения: затенение тенью, отбрасываемой рядом расположенными объектами (зданиями, деревьями, инженерными коммуникациями); взаимное затенение фотоэлектрических цепочек [3, 4];

- потери от дальнего затенения: потери энергии от затенения горными хребтами, высокими зданиями в момент времени, когда Солнце находится низко над горизонтом (рассвет или закат) [5];

- потери от загрязнения: потери энергии при налипании снега, пыли, листьев, помета на поверхность модулей [6].

Уменьшение потерь от ближнего затенения требует оптимизации взаимного размещения фотоэлектрических модулей; анализа режима инсоляции территории, выделенной по установке модулей, так как в этом случае на поверхность модулей приходят только рассеянная и отраженная составляющие солнечной радиации, что приводит к существенному снижению преобразуемого потока излучения [7].

Как известно, наибольшее количество солнечной энергии приходит на поверхность фотоэлектрического модуля, когда она размещена перпендикулярно солнечному лучу. Кроме того, когда поток света приходит на приемную поверхность под углом 90° , количество отраженного света значительно меньше, чем при других углах падения. Отражатель-

ная способность составляет менее 5% [8]. Однако, чтобы обеспечить такое пространственное положение модулей, необходимо применять системы слежения за Солнцем либо проводить оптимизацию их угла наклона за выбранный период времени (месяц, сезон, год). Чаще всего используется критерий обеспечения максимума приходящего солнечного излучения за рассматриваемый период времени [9].

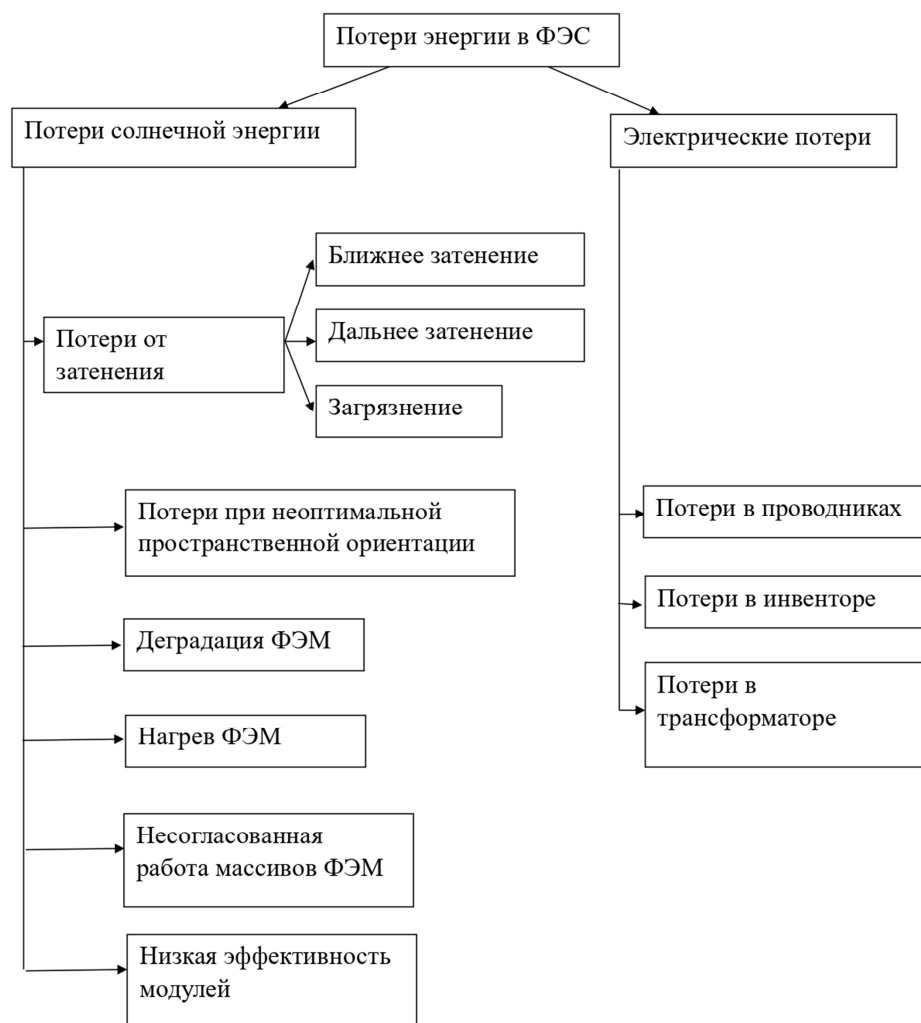


Рисунок 1 – Структура потерь энергии на фотоэлектрической станции
Figure 1 – Structure of energy losses at a photovoltaic plant

Деградация фотоэлектрических модулей – это постоянное медленное снижение их производительности с течением времени, приводящее к выработке меньшего объема электрической энергии при том же потоке солнечного излучения. Деградации подвержены все типы солнечных элементов, но это может происходить с разной скоростью. Деградация фотоэлектрического модуля вызвана высокими перепадами напряжения в его конструкции. Известные производители солнечных батарей применяют инновации для того, чтобы максимально продлить срок службы оборудования, сделать батареи более надежными и прочными, способными выдерживать самые экстремальные условия.

При функционировании фотоэлектрического модуля температура солнечного элемента повышается. Температура, при которой эксплуатируется фотоэлектрический модуль, – один из основных факторов, определяющих его КПД. Ограничение коэффициента полезного действия модуля связано с тем, что только часть приходящей солнечной энергии преобразуется в электричество; часть энергии при этом преобразуется в тепловую [10, 11].

Повышенная температура вызывает сокращение ширины запрещенной зоны полупроводника, и ток насыщения увеличивается из-за меньшей энергии, необходимой для образования электронно-дырочных пар. При этом ток короткого замыкания незначительно увеличивается, в то время как напряжение холостого хода уменьшается и приводит к заметному снижению доступного максимума мощности [12]. Рабочая температура фотоэлектрического модуля – это баланс между теплом, которое вырабатывается в модуле, и теплом, выделяемым в окружающую среду. Проблема нагрева фотоэлектрических модулей в процессе их эксплуатации решается путем нанесения тонировки, тепловых рассеивателей, совместной генерации электрической и тепловой энергии (термофотоэлектрические модули) [13].

Потери при рассогласовании массива могут возникнуть, если фотоэлектрические модули различной мощности и напряжения или разных производителей подключаются на совместную работу [14]. Чтобы исключить снижение производительности станции в целом, необходимо для достижения требуемой электрической мощности применять последовательную, параллельную и смешанную коммутации [15].

Качество сборки фотоэлектрических модулей в наибольшей мере влияет на производительность, надежность и безопасность фотоэлектрической электростанции. Дефекты модулей могут быть следующие: коррозия, горячие точки, нарушенные соединения, трещины и прожоги, потеря антибликового покрытия. Подложка имеет внешний (со стороны воздуха) и внутренний слои (со стороны ячеек), которые подвержены растрескиванию, расслаиванию и пожелтению. Дефекты, полученные при эксплуатации, могут существенно снизить общий срок службы модулей и эффективность станции в целом. Потери от дефекта модуля могут возникать вследствие термализации (передача энергии решетке) горячих носителей заряда (29,2%), прохождения через элемент фотонов низких энергий (18,8%); неполного собирания фотогенерированных носителей заряда (40,5%); рекомбинационных потерь носителей заряда в переходе, определяемым диодными параметрами (19,2%); потерями мощности в диоде при прямом напряжении смещения (4,7%); потерями на отражение (2%); потерями на затенение поверхности контактной сеткой (4%); нефотоактивного поглощения (1%).

Электрические потери на фотоэлектрических станциях включают в себя потери в кабелях, инверторах, трансформаторах и линиях передачи. Эти потери также можно разделить условно на потери в цепи постоянного тока, переменного тока и потери при преобразовании постоянного тока в переменный.

Потери в проводниках являются конструктивными и переменными, последние зависят от нагрузки. Правильное проектирование и определение сечения и количество проводников, регулярное техническое обслуживание электрооборудования являются основными способами борьбы с потерями в кабелях постоянного и переменного тока. Потери в трансформаторе также делятся на постоянные (потери на гистерезис и вихревые токи) и переменные (зависящие от нагрузки) потери. Их уменьшить можно на этапе проектирования фотоэлектрической станции путем выбора устройства с высокими характеристиками и путем выбора мощности трансформатора, обеспечивающей его оптимальную загрузку [16].

Основными функциями инверторов на фотоэлектрической станции являются преобразование постоянного тока в переменный, МРРТ, управление током в сети, активная защита от перегрузки. Эффективность инвертора в среднем составляет 96–98%. Однако при несогласованной совместной работе инвертора и фотоэлектрической группы может быть потеряна вся или значительная часть вырабатываемой энергии. Кроме того, охлаждение инверторов фотоэлектрических солнечных систем является важным критерием для обеспечения надежной работы. Если температура соединений коммутационного устройства превысит допустимые значения, устройство выйдет из строя [17].

Для рассматриваемой точки с географическими координатами 45,03° с.ш. 38,98° в.д. значение валового потенциала равно 1247 кВт·ч/м²·год, значение ресурса солнечной энергии, который можно максимально преобразовать при оптимальной пространственной ориентации приемной площадки, составляет 1432 кВт·ч/м²·год.

Из опыта эксплуатации фотоэлектрических станций выявлены относительные значения потерь энергии, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Относительная величина потерь энергии на фотоэлектрической станции
Table 1 – Relative magnitude of energy losses in a photovoltaic plant

Тип потерь энергии / Type of energy loss		Значение, % / Value, %
Потери солнечной энергии / Solar energy losses		
Потери от затенения / Shading Loss	Ближнее затенение / Near Occlusion	0-30%
	Дальнее затенение / Far-shading	0-20%
	Загрязнение / Pollution	0,5-5%
Потери при неоптимальной пространственной ориентации / Loss in Non-Optimal Spatial Orientation		0-15%
Деградация ФЭМ / PV degradation		1-5%
Нагрев ФЭМ / PV heating		0-10%
Несо согласованная работа массивов ФЭМ / Inconsistent operation of PV arrays		0,1-1%
Низкая эффективность модулей / Low module efficiency		0-20%
Электрические потери / Electrical Losses		
Потери в проводниках / Conductor Losses		0-5%
Потери в инверторе / Inverter losses		0-%
Потери в трансформаторе / Transformer Losses		2-5%

На рисунке 2 приведена диаграмма значения потерь энергии на фотоэлектрической станции для рассматриваемой территории.

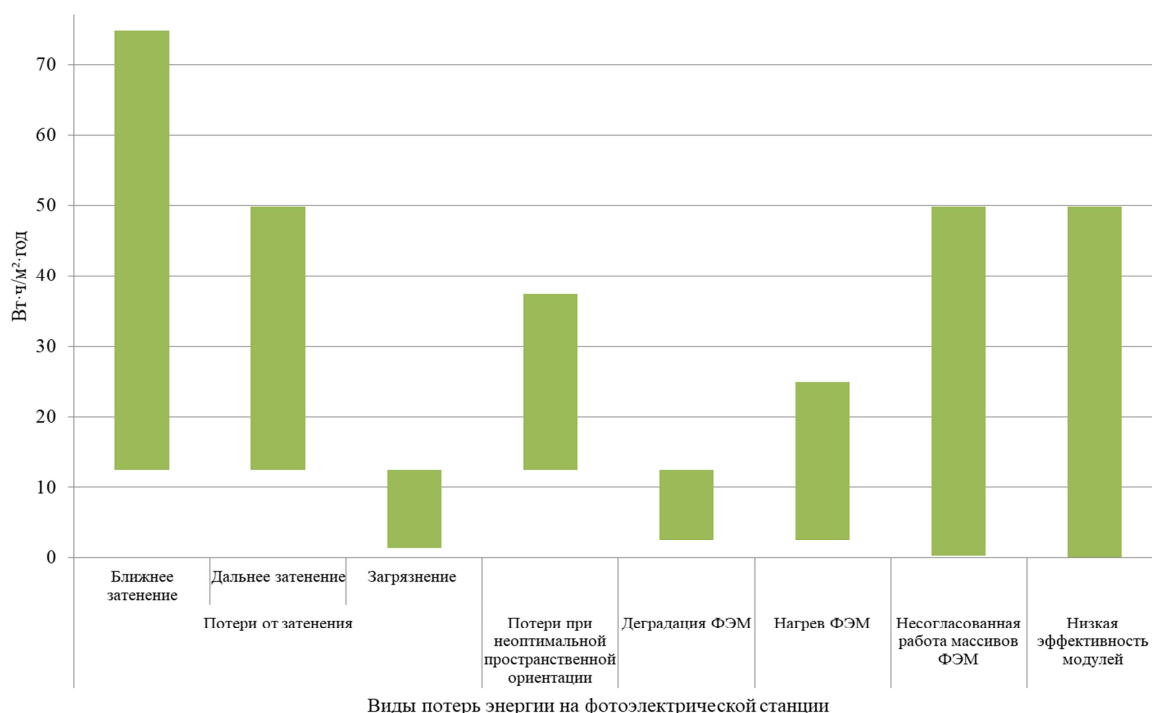


Рисунок 2 – Диаграмма потерь энергии на фотоэлектрической станции для географической точки с координатами 45,03° с.ш. 38,98° в.д.

Figure 2 – Diagram of energy losses at a photovoltaic plant for a geographical point at 45.03° N, 38.98° E

На примере действующих частных фотоэлектрических станций территории города Краснодара, для координат которого проводится исследование, также проанализирована величина потерь энергии. На первой станции PV_home установлено 20 фотоэлектрических модулей типа Helios Technology H3A225P под углом наклона 15° и азимутом 180° (север), – 90° (восток). Если эти же модули разместить с оптимальной пространственной ориентацией (39° юг, определен программным комплексом «Поиск оптимального угла наклона приёмной площадки относительно горизонта в заданной точке Южного федерального округа»), то за год выработка электрической энергии составит 10 970 кВт·ч/год или 369 кВт·ч/м²·год. Сей-

час же выработка за год составляет 6 075 кВт·ч/год или 267 кВт·ч/м²·год, что на 45% ниже максимального значения. Таким образом, потери энергии на станции составляют 45%, или 102 кВт·ч/м²·год. Коэффициент полезного действия станции равен 10-11%.

Вторая станция SYSTEM_one оборудована 80 модулями типа Eclipse Italia srl SOL 190H в 4 ряда. Максимальное количество электрической энергии, которое может быть сгенерированной такой фотоэлектрической группой, равно 49 800 кВт·ч/год или 488 кВт·ч/м²·год. Однако, средствами учета зафиксирована годовая выработка, равная 20585 кВт·ч/год или 321 кВт·ч/м²·год. То есть потери энергии составляют 58% или 167 кВт·ч/м²·год. Потери связаны прежде всего с взаимным затенением трех крайних рядов вследствие малого межрядного расстояния между ними, что приводит к существенному затенению в утреннее и вечернее время суток. Коэффициент полезного действия станции составляет 4-5%.

Выводы. Фотоэлектрическая станция характеризуется коэффициентом полезного действия равным 15-18%, а дополнительные потери мощности обусловлены неоптимальными инженерными решениями на этапах её проектирования и строительства. Потери энергии чаще всего связаны с потерями солнечной энергии вследствие затенения, загрязнения, неоптимальной пространственной ориентации, дефектов, деградации, нагрева модулей и их несогласованной работы и потерями электрической энергии в элементах станции (инверторах, проводниках, трансформаторах). Для территории Краснодарского края потери энергии на фотоэлектрической станции могут составлять 10-75 кВт·ч/м²·год для каждого вида потерь. Анализ эффективности действующих частных фотоэлектрических электростанций на территории Краснодарского края показал, что вследствие неоптимальной пространственной ориентации и взаимного затенения фотоэлектрических цепочек коэффициент полезного действия станции снизился до 5-11%.

Conclusions. The photovoltaic power plant has a fairly low efficiency of the generation – 15-18%, and additional power losses are caused by non-optimal engineering solutions at the stages of its design and construction. Energy losses are most often associated with losses of solar energy due to shading, pollution, non-optimal spatial orientation, defects, degradation, heating of modules and their inconsistent operation and losses of electrical energy in plant elements (inverters, conductors, transformers). For the Krasnodar Territory, energy losses at a photovoltaic power plant can be 10-75 kW·h/m²·year for each type of loss. An analysis of the efficiency of existing private photovoltaic power plants in the Krasnodar Territory showed that due to non-optimal spatial orientation and mutual shading of photovoltaic chains, the efficiency of the station decreased to 5-11%.

Библиографический список

1. Sunny portal. <https://www.sunnyportal.com/Templates/PublicPagesPlantList.aspx>.
2. Юдаев И. В., Даус Ю. В. Солнечная электроэнергетика юга России: имеющийся потенциал, эксплуатируемые объекты, перспективы развития. Альтернативная энергетика в регионах России "АЭР-2018": материалы молодежной научной конференции. Астрахань, 2018. С. 45-49.
3. Brecl K., Bokalić M., Topić M. Annual energy losses due to partial shading in PV modules with cut wafer-based Si solar cells. *Renewable Energy*. 2021. V. 168. Pp. 195-203.
4. Bernadette D., Twizerimana M., Bakundukize A., Pierre B. J., Theoneste N. Analysis of Shading Effects in Solar PV System. *International Journal of Sustainable and Green Energy*. 2021. V. 10. P. 47.
5. Li C. Comparative performance analysis of grid-connected PV power systems with different PV technologies in the hot summer and cold winter zone. *International Journal of Photoenergy*. 2018. Pp. 1-9.
6. Ben Ayed R., Chakroun R., Derbel N., Ben Makhoul A., et al. Components' Tolerance Impact on the Design of a Real Case of One MW PV Substation. *Discrete Dynamics in Nature and Society*. 2023. V. 3. Pp. 1-7.
7. Даус Ю. В., Ракитов С. А., Юдаев И. В. Оценка потенциала использования энергоустановок на основе преобразования солнечной энергии на примере г. Волгограда. *Известия Нижневолжского агроуниверситетского комплекса: Наука и высшее профессиональное образование*. 2016. № 2 (42). С. 261-267.
8. Appiah A. Y., Zhang X., Ayawli B. B. K., Kyeremeh F. Review and performance evaluation of photovoltaic array fault detection and diagnosis techniques. *International Journal of Photoenergy*. 2019. Pp. 1-19.
9. Daus Y. V., Yudaev I. V., Pavlov K. A., Dyachenko V. V. Increasing Solar Radiation Flux on the Surface of Flat-Plate Solar Power Plants in Kamchatka Krai Conditions. *Applied Solar Energy*. 2019. Vol. 55. No 2. Pp. 101-105.
10. Садуба Т. Р., Горячев С. В. Исследование влияния температуры на производительность фотоэлектрической панели. *Вестник Кыргызско-Российского Славянского университета*. 2019. Т. 19. № 8. С. 49-52.
11. Трембач С. А. Проблема перегрева солнечных панелей. Способ решения проблемы путём электронной тонировки. *Энергетический вестник*. 2020. № 26. С. 46-51.
12. Джумаев А. Я. Анализ влияния температуры на рабочий режим фотоэлектрической солнечной станции. *Технические науки - от теории к практике*. 2015. № 46. С. 33-40.
13. Панченко В. А. Конструкция и принцип работы складного теплофотоэлектрического концентраторного модуля с двусторонними фотоэлектрическими преобразователями. *Оригинальные исследования*. 2021. Т. 11. № 10. С. 5-12.

14. Fali H., Hamed A. J., Khalifa A. H. N. Techno-economic assessment of a hybrid connected PV solar system. *International Journal of Air-Conditioning and Refrigeration*. 2022. V. 30 (3). Pp. 1-15.
15. Кузнецов П. Н., Юфев Л. Ю. Повышение эффективности работы фотоэлектрических преобразователей при параллельной и смешанной коммутации. *Сантехника, Отопление, Кондиционирование*. 2018. № 8 (200). С. 78-81.
16. Lambert M., Martínez-Duró M., Rezaei-Zare A., Mahseredjian J. Topological Transformer Leakage Modeling With Losses. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2020. V. 35. I. 6. Pp. 2692-2699.
17. Alhmoud L., Al-Jiboory A. K. Insulated-gate bipolar transistor junction temperature estimation based on H ∞ robust controller in wind energy applications. *Wind Engineering*. 2020. V. 44. I. 5. Pp. 548-558.

References

1. Sunny portal. <https://www.sunnyportal.com/Templates/PublicPagesPlantList.aspx>.
2. Yudaev I. V., Daus Y. V. Solar Electric Power Industry of the South of Russia: Existing Potential, Operated Facilities, Development Prospects. *Alternative Energy in the Regions of Russia "AER-2018": Proceedings of the Youth Scientific Conference*. Astrakhan, 2018. Pp. 45-49.
3. Brecl K., Bokalić M., Topić M. Annual energy losses due to partial shading in PV modules with cut wafer-based Si solar cells. *Renewable Energy*. 2021. V. 168. Pp. 195-203.
4. Bernadette D., Twizerimana M., Bakundukize A., Pierre B. J., Theoneste N. Analysis of Shading Effects in Solar PV System. *International Journal of Sustainable and Green Energy*. 2021. V. 10. P. 47.
5. Li C. Comparative performance analysis of grid-connected PV power systems with different PV technologies in the hot summer and cold winter zone. *International Journal of Photoenergy*. 2018. Pp. 1-9.
6. Ben Ayed R., Chakroun R., Derbel N., Ben Makhlof A., et al. Components' Tolerance Impact on the Design of a Real Case of One MW PV Substation. *Discrete Dynamics in Nature and Society*. 2023. V. 3. Pp. 1-7.
7. Daus Y. V., Rakitov S. A., Yudaev I. V. Estimation of the Potential for the Use of Power Plants Based on the Conversion of Solar Energy on the Example of Volgograd. *News of the Nizhnevolzhsky Agro-University Complex: Science and Higher Education professional education*. 2016. No 2 (42). Pp. 261-267.
8. Appiah A. Y., Zhang X., Ayawli B. B. K., Kyeremeh F. Review and performance evaluation of photovoltaic array fault detection and diagnosis techniques. *International Journal of Photoenergy*. 2019. Pp. 1-19.
9. Daus Y. V., Yudaev I. V., Pavlov K. A., Dyachenko V. V. Increasing Solar Radiation Flux on the Surface of Flat-Plate Solar Power Plants in Kamchatka Krai Conditions. *Applied Solar Energy*. 2019. Vol. 55. No 2. Pp. 101-105.
10. Saduba T. R., Goryachev S. V. Study of the Effect of Temperature on the Performance of a Photovoltaic Panel. *Bulletin of the Kyrgyz-Russian Slavic University*. 2019. V. 19. № 8. Pp. 49-52.
11. Trembach S. A. Problem of Overheating of Solar Panels. A way to solve the problem by means of electronic tinting. *Energy Herald*. 2020. № 26. Pp. 46-51.
12. Dzumaev A. Y. Analysis of the Influence of Temperature on the Operating Mode of a Photovoltaic Solar Station. *Technical sciences - from theory to practice*. 2015. № 46. Pp. 33-40.
13. Panchenko V. A. Design and Principle of Operation of a Foldable Thermal Photovoltaic Concentrator Module with Two-Way Photoelectric Converters. *Original research*. 2021. V. 11. № 10. Pp. 5-12.
14. Fali H., Hamed A. J., Khalifa A. H. N. Techno-economic assessment of a hybrid connected PV solar system. *International Journal of Air-Conditioning and Refrigeration*. 2022. V. 30 (3). Pp. 1-15.
15. Kuznetsov P. N., Yuferev L. Y. Improving the Efficiency of Photovoltaic Converters in Parallel and Mixed Commutation. *Plumbing, heating, air conditioning*. 2018. № 8 (200). Pp. 78-81.
16. Lambert M., Martínez-Duró M., Rezaei-Zare A., Mahseredjian J. Topological Transformer Leakage Modeling With Losses. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2020. V. 35. I. 6. Pp. 2692-2699.
17. Alhmoud L., Al-Jiboory A. K. Insulated-gate bipolar transistor junction temperature estimation based on H ∞ robust controller in wind energy applications. *Wind Engineering*. 2020. V. 44. I. 5. Pp. 548-558.

Информация об авторах

Даус Юлия Владимировна, кандидат технических наук, доцент кафедры физики, ФГБОУ ВО «Кубанский государственный аграрный университет им. И. Т. Трубилина» (Российская Федерация, 350044, г. Краснодар, ул. им. Калинина, д. 13), e-mail: zirochka2505@gmail.com

Слюсарь Максим Олегович, студент, ФГБОУ ВО «Кубанский государственный аграрный университет им. И. Т. Трубилина» (Российская Федерация, 350044, г. Краснодар, ул. им. Калинина, д. 13), e-mail: 3.mo.sl.123@kubsau.ru

Панченко Владимир Анатольевич, кандидат технических наук, доцент кафедры теоретической и прикладной механики, ФГАОУ ВО «Российский университет транспорта» (Российская Федерация, 127994, ГСП-4, г. Москва, ул. им. Образцова, д. 9, строение 9), старший научный сотрудник лаборатории электроснабжения, электрооборудования и возобновляемой энергетики, ФГБНУ «Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ» (Российская Федерация, 109428, г. Москва, 1-й Институтский пр-д, д. 5), e-mail: pancheska@mail.ru

Author's Information

Daus Yuliya Vladimirovna, Candidate of Engineering Sciences, associate professor of the Physics department, «Kuban State Agrarian University named after I. T. Trubilin» (Russian Federation, 350044, Krasnodar, Kalinin str., 13), e-mail: zirochka2505@gmail.com

Slyusar Maksim Olegovich, student, «Kuban State Agrarian University named after I. T. Trubilin» (Russian Federation, 350044, Krasnodar, Kalinin str., 13), e-mail: 3.mo.sl.123@kubsau.ru

Panchenko Vladimir Anatolyevich, Candidate of Engineering Sciences, associate professor of the department of theoretical and applied mechanics, "Russian University of Transport" (Russian Federation, 127994, GSP-4, Moscow, Obraztsova St., 9, building 9), senior researcher of the laboratory of power supply, electrical equipment and renewable energy, "Federal Scientific Agroengineering Center VIM" (Russian Federation, 109428, Moscow, 1st Institutsky Prospect, 5), e-mail: pancheska@mail.ru