

## ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ, ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

### РЕНОВАЦИЯ СЕТЕВЫХ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

© 2025 г. А. Б. Тарасенко<sup>а</sup>, С. В. Киселёва<sup>а, б, \*</sup>

<sup>а</sup>Объединенный институт высоких температур РАН, Ижорская ул., д. 13, стр. 2, Москва, 125412 Россия

<sup>б</sup>МГУ им. М.В. Ломоносова, Ленинские горы, д. 1, Москва, 119991 Россия

\*e-mail: k\_sophia\_v@mail.ru

Поступила в редакцию 13.06.2024 г.

После доработки 24.09.2024 г.

Принята к публикации 25.09.2024 г.

Интенсивное развитие энергетических технологий приводит к тому, что фотоэлектрические модули зачастую морально устаревают еще до того, как заканчивается назначенный срок их эксплуатации. Достаточно отметить, что с 2014 г. по настоящее время среднее значение коэффициента полезного действия фотоэлектрических модулей возросло с 14–15 до 21%. Продолжается и снижение цен на фотоэнергетическую продукцию. В этой связи вызывает интерес возможность замещения оборудования действующих солнечных станций более современным. На примере первой российской сетевой фотоэлектрической станции “Кош-Агач-1” рассмотрены варианты замены фотоэлектрических модулей, а также технические и экономические аспекты этого процесса. Проанализированы современные типы фотоэлектрических модулей и варианты их использования для реновации станций. Выполнены оценки себестоимости получаемой электроэнергии с учетом замен модулей и инверторов. Особое внимание уделено совместимости новых модулей со старыми опорными конструкциями и инверторным оборудованием. Основным критерием целесообразности реновации служит снижение себестоимости электроэнергии после установки новых модулей. Показано, что наиболее перспективной выглядит реконструкция станций, оснащенных тонкопленочными кремниевыми модулями, путем замены их на отечественные или китайские модули, состоящие из кремниевых фотоэлектрических пластин размером 166 × 166 мм. При использовании гетероструктурных модулей и модулей на основе фотоэлектрических преобразователей с тыльным контактом себестоимость получаемой электроэнергии наименьшая.

*Ключевые слова:* фотоэнергетика, кристаллические фотоэлектрические модули, тонкопленочные фотоэлектрические модули, инверторы, сетевые солнечные станции, реновация

**DOI:** 10.56304/S0040363624700644

Солнечная энергетика является наиболее динамично развивающимся направлением использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) во многих странах мира, в том числе и в России. Во многом это определяется такими ее особенностями, как практически повсеместная доступность ресурса и широкий диапазон масштабирования мощности как вверх, так и вниз. Взрывному росту мощностей солнечной энергетике способствует, в частности, поддержка отрасли со стороны государств: наиболее широко используется схема льготного тарифа для продажи энергии в сеть от фотоэлектрических станций [1]. В России действует несколько иной механизм поддержки энергетике на возобновляемых источниках (далее – возобновляемая энергетика), предусматривающий повышенную плату за покупку мощности в сеть, при этом покупка электроэнергии осуществляется по общим тарифам [2]. Стоимость

фотоэлектрических модулей является основным параметром, от которого зависит стоимость всей станции [3]. Поэтому установленная мощность солнечных модулей и цена на генерируемую ими электроэнергию определяют размеры рыночной ниши, занимаемой тем или иным производителем.

Стремительное развитие технологий солнечной энергетике, сопровождающееся ростом эффективности фотоэлектрических модулей и снижением их стоимости, делает морально устаревшими многие технологические решения, которые были актуальны еще 5 лет назад. За рубежом фотоэлектрические станции (ФЭС) большой мощности вводились в 2001–2010 гг., поэтому проблема сохранения или увеличения выработки электроэнергии такими станциями стоит довольно остро. При этом следует учитывать, что срок службы наиболее надежных монокристаллических кремниевых фотоэлектрических модулей составляет 20–25 лет [4, 5].

В настоящее время предлагается провести ряд мероприятий по восстановлению инкапсулирующего покрытия модуля без его демонтажа (на сегодняшний день разрушение инкапсулирующей пленки является основным механизмом деградации модулей [4]), в частности путем нанесения на поверхность модуля дополнительных покрытий, позволяющих увеличить количество захватываемых фотонов [6].

Еще одним вариантом компенсации деградации модулей является модификация схемы выдачи мощности для индивидуального отслеживания точки максимальной мощности модулей с различной степенью деградации [7, 8]. С одной стороны, замена модулей на всей станции является радикальным и затратным мероприятием, поскольку стоимость модулей в структуре капитальных затрат объекта составляет от 50 до 70% [9]. С другой стороны, речь идет об установке новых модулей с существенно более высокой эффективностью на объекте с полностью подготовленной инфраструктурой, что может значительно сократить время ввода в действие ФЭС с повышенной выработкой электроэнергии. Кроме того, при разрушении инкапсулирующей пленки дальнейшая эксплуатация модуля становится практически невозможной из-за резкого снижения его мощности [10].

В данной работе выполнены оценки себестоимости электроэнергии для нескольких вариантов реновации старейшей сетевой ФЭС в России — «Кош-Агач-1» — с учетом особенностей технологий производства фотоэлектрических модулей, актуальных как на момент введения ее в строй, так и на сегодняшний день. Конечной целью анализа является определение целесообразности реновации станции путем замены модулей на более современные, а также выбор самых перспективных технических решений для осуществления этой замены.

#### РАЗВИТИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В 2005–2022 гг.

В 2008–2012 гг. наблюдался некоторый дефицит поликристаллического кремния, что привело к появлению новых технологий производства тонкопленочных фотоэлектрических модулей как на основе аморфного кремния с целью сократить его удельный расход, так и на базе других материалов, чтобы полностью от него отказаться. Период 2005–2013 гг. можно охарактеризовать как абсолютное доминирование на рынке технологий мультикристаллического кремния [11]. Они не были лучшими технологиями для создания высокопроизводительных модулей, однако были оптимальными на тот момент по критерию «стоимость — эффективность» [12].

Примерно в 2011 г. на рынке появилось доступное оборудование для технологий ALD (от англ.

atomic-layer deposition — атомно-слоевое осаждение), предназначенное для работы со стандартными пластинами кристаллического кремния, что позволило широко применять идеи Мартина Грина, реализованные на лабораторном уровне в 1990-х годах [13], для пассивации областей фотоэлектрического преобразователя (ФЭП), имеющих многочисленные дефекты. К таким областям относятся все поверхности пластины после среза, а также зоны, непосредственно прилегающие к контактам. Негативное влияние дефектов кристаллической структуры преобразователя на его производительность обусловлено прежде всего тем, что на них (дефектах) происходит паразитная рекомбинация носителей заряда, сгенерированных в *p*- и *n*-областях, без возникновения электрического тока во внешней цепи. При применении технологии ALD дефекты поверхности заполнялись слоями оксида кремния, нитрида кремния [14] и гидрогенизированного аморфного кремния [15], что позволяло существенно увеличить средний КПД ФЭП с 14% в 2011–2013 гг. до 17–18% к 2017 г. [16]. Ключевой к этому периоду стала технология PERC (от англ. passivated emitter and rear contact — пассивация эмиттера и тыльного контакта), основанная на подходах Мартина Грина [17]. Преимущества этой технологии перед остальными заключались в низкой требовательности к сырью: можно было работать на моно- и мультикристаллических пластинах как *n*-, так и *p*-типа и использовать при этом более простой и дешевый процесс травления.

На рынке присутствовали также гетероструктурные кремниевые (НТ — heterojunction with intrinsic thin layer) ФЭП, в которых *p*–*n*-переход формируется не диффузией, а напылением тонких пленок аморфного кремния, легированного водородом, фосфором и бором в определенной последовательности [15]. Преимущество таких элементов заключается в меньшем количестве технологических операций, более стабильной работе фотоэлектрического преобразователя в условиях высоких температур и рассеянной солнечной радиации.

В 2014 г. в Новочебоксарске был введен в строй первый российский завод компании «Хелвел» (ГК «Ренова») по производству тонкопленочных модулей на основе аморфного кремния. Несмотря на малые по зарубежным меркам объемы производства, это было современное предприятие, на котором применялась новейшая технология создания тонкопленочных модулей. Однако из-за низкой эффективности этой технологии завод вскоре был поставлен на реконструкцию под технологию НТ и вновь введен в эксплуатацию в 2017 г. с увеличением мощности со 150 до 300 МВт/год. Продукция завода эволюционировала в соответствии с мировыми трендами: сначала в серию пошли модули из 60 элементов на пластине 156 × 156 мм пиковой мощностью 300–320 Вт с контактной сеткой Smart Wire, затем

количество элементов было увеличено до 66 (350 Вт). Впоследствии был выполнен переход на схему с 72 элементами с отказом от Smart Wire в пользу низкотемпературной трафаретной печати и пайки. В настоящее время продуктовую линейку возглавляют одно- и двусторонние модули из 72 НТТ-элементов, контактные структуры которых построены в соответствии с концепцией *multibusbar*.

В 2019–2020 гг. ведущие китайские производители фотоэлектрических преобразователей и модулей представили новую конструкцию ФЭП под названием *half-cell*, или полуэлемент. В рамках данного подхода единичные ФЭП перед сборкой модуля разрезаются пополам, при этом ФЭП формируется на пластине большего размера, нежели  $156 \times 156$  мм, а именно  $166 \times 166$ ,  $182 \times 182$ ,  $210 \times 210$  мм. Прямой переход на пластины большей площади поверхности привел бы к росту тока, что при неизменной толщине шин вызвало бы увеличение омических потерь в фотопреобразователе. Поэтому для того, чтобы не произошло существенного изменения рабочего напряжения модуля по сравнению с таковым в уже присутствующих на рынке продуктах, из полуэлементов набирают две группы последовательно соединенных ФЭП, в каждой из которых обычно насчитывается 60–72 фрагмента. Далее обе группы через защитные диоды электрически соединяют одну параллельно другой.

В 2023 г. группой “Хевел” в г. Черняховске Калининградской обл. был введен в строй завод “Энкор”, изначально ориентированный на НТТ-модули конструкции *half-cell* (возможно, на пластине  $182 \times 182$  мм) мощностью около 500 Вт. На этой же площадке было локализовано производство слитков и пластин монокристаллического кремния, что позволило уменьшить зависимость от зарубежных поставщиков. Для отработки НТТ-технологии уже сейчас на действующем предприятии в г. Новочебоксарске начат выпуск *half-cell*-модулей пиковой мощностью 440 Вт на пластине  $162 \times 162$  мм. Между остановом этого предприятия на реконструкцию и повторным запуском в 2017 г. под НТТ-технологии для выполнения обязательств по вводу фотоэлектрических станций в рамках уже заключенных на тот момент договоров на поставку мощностей от возобновляемых источников энергии ГК “Ренова” приобрела компанию “Гелиос-Ресурс”. На основе выпускаемых ею пластин мультикристаллического кремния в Швейцарии на мощностях компании “Авелар” производились ФЭП и модули.

Технология IBC (от англ. *interdigitated back contact* – переплетенный тыльный контакт) с момента своего появления стала рекордсменом как по КПД, так и по стоимости. На тонкой высококачественной пластине *n*-типа *p-n*-переход изначально осуществлялся не на фронтальной, а на тыльной поверхности пластины. Контакты для *n*-слоя формировались в сегментах *p*-слоя, кото-

рые пробивались методом взрывной фотолитографии с последующей пассивацией краев сегмента. В результате фронтальная поверхность ФЭП оказывалась полностью свободной от контактов. Трафаретная печать контактной сетки не использовалась, альтернативой стало фотогальваническое осаждение сплавов никеля и меди. Существенная модернизация технологии IBC была проведена в ECN (Energy Center of the Netherlands) к 2017 г., когда в структуру IBC-элемента был введен еще один промежуточный *n*-слой, получивший название “плавающий эмиттер”. Фотолитографию заменил лазер (проблема расстояния между контактами из-за “плавающего эмиттера” потеряла свою остроту) вкуче с трафаретной печатью с помощью серебросодержащих паст [18]. Коэффициент полезного действия элементов несколько упал, однако заметно снизилась их стоимость. Заказчиком работ, согласно открытым источникам, выступала китайская компания Yingli Solar. В настоящее время подобные элементы и модули производят также итальянская Futura Sun и китайская Longi Solar. Для IBC-элемента нормой является КПД 21–22% против 18–20% у НТТ-элемента.

Широкое распространение технологии ALD привело к появлению туннельных контактных структур (TOPCon – *tunnel oxide passivated contact*) ФЭП, когда между тыльным “зеркалом” и основной массой пластины формируется тонкий слой оксида кремния. Тонкий слой оксида алюминия создается на фронтальной поверхности пластины между эмиттером и просветляющим покрытием. Эти покрытия практически исключают вероятность попадания неосновных носителей в зоны контактов, что позволяет довести КПД ФЭП до 26%, что сопоставимо с современным уровнем НТТ-технологии. Такие компании, как Trina Solar, Jinko Solar, LONGi, Suntech, активно внедряют технологию TOPCon, так как аппаратно она отличается от PERC-технологии только еще одним дополнительным участком ALD, но обеспечивает практически 2%-ное увеличение КПД [19].

Развитие промышленных технологий производства фотоэлектрических модулей как в нашей стране, так и за рубежом иллюстрируют табл. 1 и 2, составленные по данным поставщиков в России. Можно отметить снижение удельной стоимости и рост КПД зарубежных модулей, изготовленных по разным технологиям, при этом наиболее эффективные модули по удельной стоимости приближаются к стандартным PERC. Для российской продукции тенденция несколько иная: из-за малых объемов производства и необходимости постоянной модернизации практически единственного в стране завода цена у российских модулей более высокая, чем у зарубежных (в основном китайских). В то же время КПД отечественных изделий также постоянно повышается.

**Таблица 1.** Технично-экономические показатели отечественных фотоэлектрических модулей

Показатель	Тип модулей				
	Hevel O 125*	Hevel HVL-360/ HJT*	Hevel 390 HVL*	Hevel 445 HVL	AST-245
Год выхода на рынок	2013	2017	2018	2021	2014
Технология	a-Si/mc-Si	Mono-Si (HJT)	Mono-Si (HJT)	Mono-Si (HJT, half-cell)	Multi-Si
Мощность, Вт	125	360	390	445	235
КПД, %	8.7	18.0	19.5	19.9	14.5
Удельная стоимость, руб/Вт	37	50	70	58	55

\* В настоящее время сняты с производства.

**Таблица 2.** Технично-экономические показатели зарубежных фотоэлектрических модулей, представленных на рынке в России

Показатель	Тип модулей						
	Yingli YL 250 P	Suntech Ultra V STP- 405S-C54	Suntech Ultra V Pro STP- 420S-C54	NEOSUN 450 Ultra M6 144	Longi Hi-MO5	Sun Power E20/327	Longi Hi-MO6
Год выхода на рынок	2015	2021	2022	2022	2020	2016	2022
Технология	Multi-Si (PERC)	Mono-Si (PERC, half-cell)	Mono-Si (TOPCon, half-cell)	Mono-Si (PERC, half-cell)	Mono-Si (PERC, half-cell)	Mono-Si (IBC)	Mono-Si (IBC)
Мощность, Вт	250	405	420	445	555	327	435
КПД, %	15.3	20.8	21.6	19.0	21.5	19.4	22.4
Удельная стоимость, руб/Вт	69.0	32.0	35.0	38.2	40.0	105.0	41.0

Тем не менее, при сохранении требования локализации компонентов фотоэлектрических станций, в том числе для возможной реновации, а также усложнившейся международной обстановке и колебаниях курсов валют следует рассмотреть возможности применения отечественной продукции.

Мультикристаллический кремний, занимавший львиную долю рынка с 2005 по 2020 г., практически с него ушел. В России в настоящий момент представлены только гетероструктурные отечественные модули, дающие солидный выигрыш по КПД относительно как тонкопленочных, так и различных зарубежных аналогов. Среди зарубежных изделий интерес представляют модули, выполненные по технологии IBC, а также модули, изготовленные по PERC-технологии. Последняя считается наиболее распространенной и наименее затратной. Продуктом ее реализации являются модули с туннельным контактом (TOPCon), при производстве которых почти полностью повторяется технология PERC и используется аналогичное оборудование, а сами модули ненамного уступают по эффективности модулям, изготовленным по технологии IBC и HJT. В то же время объемы производства модулей TOPCon пока малы, что увеличивает их стоимость и снижает конкурентоспособность.

### ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МОДУЛИ ДЛЯ ОБНОВЛЕНИЯ ФЭС

Фотоэлектрическая станция “Кош-Агач-1” – первая в России сетевая ФЭС мощностью 5 МВт (пиковое значение) – была построена в Республике Алтай компанией “Хевел” в 2014 г. Период строительства станции совпал с реконструкцией завода в Новочебоксарске, в результате чего станция была укомплектована мультикристаллическими модулями AST-245 (пиковая мощность 240 Вт) компании “Гелиос-Ресурс”. Без реконструкции завода станция могла бы быть укомплектована тонкопленочными фотоэлектрическими модулями первого поколения Hevel O (сравнение технико-экономических показателей для данных типов модулей выполнено в работе [3]). Средний срок службы тонкопленочных модулей подобного типа составляет 10 лет, мультикристаллических кремниевых модулей – 20. Поэтому представляет интерес возможность замены устаревших модулей обоих типов на современные системы с сохранением опорной конструкции и инверторов.

При анализе последствий замены модулей на более современные рассматривался вариант сохранения прежней суммарной площади поверхности

модулей, так как именно она определяет ветровую и снеговую нагрузку на опорную конструкцию.

Для оценки перспектив обновления станции рассматривались несколько типов фотоэлектрических модулей, как отечественных, так и зарубежных. Среди отечественных был выбран наиболее современный модуль ГК “Хевел” пиковой мощностью 445 Вт (монокристаллический НТ-модуль на пластине  $166 \times 166$  мм в конструктивном исполнении half-cell) [20]. Гетероструктурный кремниевый модуль Hevel 445 HVL – единственный на сегодняшний день модуль по технологии half-cell, производство которого локализовано в России. Он характеризуется пониженной чувствительностью к высоким температурам. Среди зарубежных аналогов в расчетах рассматривались модули компании Longi Solar, выполненные по технологиям PERC, IBC, TOPCon [21], также в исполнении half-cell:

Longi LR5-2HPH (Hi-MO5) – типичный PERC-модуль;

Longi LR5-54HTH X6 – IBC-модуль повышенной эффективности с контактами на тыльной стороне;

Longi LR5-72HGD (Hi-MO7) – модуль, изготовленный по технологии TOPCon.

Все модули компании Longi выполнены на пластинах  $182 \times 182$  мм.

Ожидается, что типоразмер  $182 \times 182$  мм станет отраслевым стандартом хотя бы на ближайшие несколько лет. Так как размеры модуля играют существенную роль при его размещении на уже существующих опорных конструкциях, то рассматривался также вариант использования модуля NEOSUN 450 Ultra M6 144 – PERC-модуля китайского производства на пластинах  $166 \times 166$  мм. Нужно также отметить, что повышенная плата за мощность, согласно российскому законодательству, может быть получена только при использовании модулей ГК “Хевел” – именно они обладают должной степенью локализации производства. Однако реновация станции за пределами действия мер поддержки генерации на возобновляемых источниках энергии уже не требует соблюдения норм локализации производства и может осуществляться с применением наиболее дешевых или эффективных изделий.

#### МЕТОДИКА ОЦЕНКИ СЕБЕСТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ВЫРАБОТАННОЙ ФЭС

Расчет среднегодовой выработки электроэнергии ФЭС был выполнен аналогично [3] при соблюдении условий комплектования ее модулями различных типов и полного использования длины существующих опорных конструкций.

Новые модули имеют большие высоту и ширину, чем модули предыдущего типа, поэтому рекомендуется устанавливать их не в вертикальном, как ранее, а в горизонтальном положении. В про-

тивном случае возникает риск того, что нижний край нижнего ряда модулей упрется в грунт, а верхние модули будут закреплены только за один рейлинг из двух возможных, что недопустимо по соображениям устойчивости к воздействию ветра и снега. При этом между двумя рядами модулей образуется щель, что должно положительно повлиять на способность конструкции выдерживать ветровые и снеговые нагрузки (уменьшается общая парусность солнечной батареи), однако становится невозможным использовать площадь поверхности конструкции полностью.

Количество новых модулей, которые можно установить на старых монтажных столах, определяли следующим образом:

$$N_{m,n} = N_{m,o} w_{m,o} / h_{m,n}, \quad (1)$$

где  $N_{m,o}$  – количество старых модулей на станции;  $w_{m,o}$  – ширина старого модуля, м;  $h_{m,n}$  – высота нового модуля (с учетом поворота новых модулей на  $90^\circ$  относительно ориентации старых), м.

Рабочую температуру единичного модуля в  $i$ -м часу года вычисляли по формуле

$$t_{m_i} = t_i + \frac{A_i (N_{oct} - 20)}{800}, \quad (2)$$

где  $t_i$  – температура окружающей среды в  $i$ -м часу года,  $^\circ\text{C}$ ;  $A_i$  – суммарная солнечная радиация, поступающая на плоскость фотоэлектрического модуля в этом же часу,  $\text{Вт}/\text{м}^2$ ;  $N_{oct}$  – установившаяся рабочая температура модуля (Normal operation cell temperature) при  $20^\circ\text{C}$  и уровне солнечной радиации  $800 \text{ Вт}/\text{м}^2$ .

Значения  $A_i$  и  $t_i$  для каждого часа выборки за несколько лет заимствованы из [22] с пересчетом сумм солнечной радиации на угол фактической установки фотоэлектрических модулей согласно [23];  $N_{oct}$  является паспортной характеристикой модуля.

Максимально возможную выработку электроэнергии единичным фотоэлектрическим модулем за каждый час выбранного периода рассчитывали по формуле

$$W_{m_i} = \frac{P_{STC} A_i \left[ 1 + \frac{k_{t,p}}{100} (t_{m_i} - 25) \right] \tau}{1000}, \quad (3)$$

где  $P_{STC}$  – паспортная мощность модуля (STC – Standard Test Conditions), Вт;  $k_{t,p}$  – температурный коэффициент мощности модуля,  $\%/^\circ\text{C}$ ;  $\tau$  – время (шаг принят равным 1 ч, далее проводилось суммирование выработки по всему периоду расчета).

Таким образом, максимально возможная выработка электроэнергии всей станцией за типичный год составит

$$W = \sum_{i=1}^{8760} W_{m_i} N_{m,n}. \quad (4)$$

Также была выполнена оценка пропускной способности существующей инверторной системы при замене фотоэлектрических модулей. Рассматривалась работа группы модулей на единственный сетевой инвертор Sunny Central 20000 TL [3]. Допускалось, что число модулей, присоединенных к различным инверторам, может отличаться от среднего на 2–5 единиц при условии, что предельные параметры по току, напряжению и мощности не превышались.

Расчет требуемого количества инверторов проводился на основе следующего алгоритма. Предельное количество последовательно соединенных модулей оценивалось как

$$N_{s\_max} = \text{окр.вниз}(U_{inv}/U_{ocv}; 1). \quad (5)$$

Здесь  $U_{inv}$  – максимально допустимое напряжение на входе инвертора, В;  $U_{ocv}$  – напряжение холостого хода (open circuit voltage) единичного модуля выбранного типа, В.

Округление в меньшую сторону гарантирует непревышение значения. Можно снизить количество модулей путем их параллельного соединения для более полного использования максимального рабочего тока инвертора. Для расчета количества модулей на один инвертор учитывались ограничения по входному току и мощности.

Путем варьирования количества последовательно соединенных модулей была оценена суммарная мощность модулей, присоединенных к одному инвертору, для заданного типа модулей:

$$P_{inv} = P_{STC} N_m, \quad (6)$$

где  $N_m$  – число модулей, подключенных к одному инвертору.

Полученное значение мощности инвертора сравнивалось с его номинальной мощностью  $P_{max}$ . Существенно меньшее (в 1.2–2.0 раза) значение  $P_{inv}$  по сравнению с  $P_{max}$  свидетельствует о том, что конфигурация подключенных к инвертору модулей не является оптимальной – мощность инвертора используется далеко не полностью. В таком случае проводился повторный расчет мощности инвертора с большим числом модулей. Оптимальной признавалась конфигурация, при которой  $P_{inv}$  была максимально близка к  $P_{max}$ .

Предполагается, что скорость снижения мощности модулей во времени линейна. Она учитывается в среднегодовой выработке  $W_k$  согласно данным производителей, через ежегодное уменьшение выработки модулей

$$W_k = W_{2024} \left(1 - \frac{0.2k}{L}\right), \quad (7)$$

где  $W_{2024}$  – выработка электроэнергии в 2024 г.;  $k$  – год, для которого рассчитывается выработка;

$L$  – назначенный срок снижения КПД модулей до 80% номинального значения.

Себестоимость получаемой электрической энергии  $S_k$  с учетом капитальных затрат оценивалась по формуле

$$S_k = \frac{S_a + C_{op}}{W_k}, \quad (8)$$

где  $S_a$  – амортизационные отчисления для модулей и инверторов (отношение стоимости данных компонентов к назначенному сроку службы), тыс. руб.;  $C_{op}$  – ежегодные операционные затраты, определяемые в основном фондом оплаты труда персонала, арендными и страховыми платежами, тыс. руб.

Оценки расходов на инверторы и строительно-монтажные работы заимствованы из [3]. Следует отметить, что по состоянию на 2014 г. стоимость фотоэлектрических модулей составляла около 47% всех затрат на создание объекта. Текущие цены на модули определялись по данным интернет-магазина “Ваш Солнечный Дом” [24] и сайта ГК “Хевел” [20]. С одной стороны, в сложившихся в России условиях заводские цены на модули в рамках одной группы компаний, к которой принадлежат и завод-производитель, и строящая такие станции организация, будут ниже розничных. С другой стороны, на эти цены влияет логистика, поэтому возможная погрешность в определении цены на модули может составить 5–10%. Оценки арендных и страховых платежей проводились на основе экспертных опросов специалистов компаний “Авелар Солар Текнолоджи” и “Солар Системс”, а на оплату труда персонала – с учетом [25, 26]. При этом инфляционные показатели не учитывались.

При расчетах адекватного количества новых модулей, предполагаемых к размещению на действующих опорных конструкциях при реновации ФЭС, исходили из следующих критериев оптимальности:

суммарная площадь единичной солнечной батареи (стола) должна быть близка к существующей или быть меньше при максимальном заполнении всех столов;

должна быть обеспечена максимальная загрузка существующих инверторов, при этом допускается незначительное увеличение их числа.

Критерием целесообразности проведения реновации объекта является снижение или сохранение на том же уровне себестоимости электроэнергии, выработанной объектом.

## РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

На основе проведенных оценок мощности/количества модулей и инверторов были предложены варианты состава ФЭС при использовании

Таблица 3. Расчетные показатели различных вариантов состава фотоэлектрической станции «Кош-Агач-1»

Показатель	Тип модулей												
	исходный состав ФЭС		предлагаемая замена										
Технология	AST-245 (мульти)	Hevel O	Hevel O	Hevel 445 HVL	Hevel 445 HVL	Longi LR5-72HPH (Hi-MO5)	Longi LR5-2HPH (Hi-MO5)	Longi LR5-54HTHX6 (Hi-MO X6)	Longi LR5-54HTHX6 (Hi-MO6)	Longi LR5-72HGD (Hi-MO7)	Longi LR7-72HGD (Hi-MO7)	NEOSUN 450 Ultra M6 144	
	Multi-Si	a-Si/mc-Si	a-Si/mc-Si	НТ	НТ	Mono-Si PERC	Mono-Si PERC	IBC	IBC	TOPCon	TOPCon	Mono-Si PERC	
Фактическая мощность инвертора, % от номинала	87.5	90.0	90.6	78.4*	88.8*	77.3*	77.3*	81.5*	96.5	96.8	83.2*	98.5	
Всего инверторов, шт.	8	5	4	6** + 1	8** + 1	7** + 1	7** + 1	5** + 1	7	7	6** + 1	9	
Пиковая мощность ФЭС, МВт	4.99	3.20	2.58	4.40 (3.90**)	6.39 (5.68**)	4.90 (4.40**)	4.80 (4.40**)	3.80 (3.50**)	4.80	4.83	5.45 (4.14**)	6.30	
Поворот модулей на 90°	Нет	Да	Нет	Нет	Да	Нет	Да	Нет	Да	Нет	Да	Да	
Средняя годовая выработка ФЭС, МВт · ч/год	6480	4100	3300	5700 (4900**)	8100 (7200**)	6300 (5500**)	6000 (5200**)	4800 (4100**)	6200	6200	6100 (5300**)	8200	

\* Среднее значение. При установке дополнительного инвертора он будет загружен не полностью.

\*\* Без установки дополнительного инвертора.

**Таблица 4.** Высота солнечной батареи при использовании модулей различных типов и разным их расположении

Тип модулей	Высота солнечной батареи, м	
	без поворота на 90°	с поворотом на 90°
AST-245	3.30	—
Hevel O	2.60	3.30
NEOSUN 450 Ultra M6 144	2.10*	2.16**
Hevel 445 HVL	2.13*	2.10**
Longi LR5-72HPH	2.30*	2.26**
Longi LR5-54HTH X6	1.72*	2.26**

\* Однорядное расположение модулей.

\*\* Двухрядное расположение модулей.

модулей различных типов (табл. 3). Изначально установленными модулями для разных сценариев являлись мультикристаллический AST-245 и гипотетически – тонкопленочный Hevel O. Для последнего были приняты два варианта размещения на существующих опорных конструкциях – вертикальное (длинная сторона модуля ориентирована в плоскости рейлингов перпендикулярно им) и горизонтальное (параллельная ориентация). В дальнейшем такие же варианты рассматривались и для всех новых фотоэлектрических модулей.

Полученные результаты оптимизации размеров и конфигурации батарей модулей представлены в табл. 4. В качестве старых приведены как реально установленные на станции “Кош-Агач-1” модули AST-245, так и производившиеся во время строительства станции модули Hevel O. Видно, что высота батареи модулей AST-245, расположенных вертикально один над другим, на действующей станции достигает 3.3 м. Такая же высота соответствует гипотетическому варианту с тонкопленочными модулями Hevel O, развернутыми на 90°. Любая комбинация с новыми модулями дает меньшую высоту. При этом разворот на 90° позволяет разместить на опорной конструкции больше модулей благодаря их двухрядному расположению по высоте. Таким образом, при увеличенных габаритах модулей новых типов почти всегда требуется их поворот на 90°. В противном случае количество модулей уменьшается, мощность объекта ощутимо снижается, вертикальная установка возможна только в один ряд, иначе будет либо затенен следующий стол, либо нарушено требование подъема нижнего края модулей от земли на высоту, превышающую высоту снежного покрова. Более того, благодаря этому повороту опорная конструкция сможет выдерживать ветровую нагрузку прежнего уровня.

Модули на пластинах 182 × 182 мм вписываются в существующую архитектуру опорных конструкций гораздо хуже, чем более старые, кроме Longi Hi-MO X6. Этот достаточно высокоэффективный модуль построен на 108, а не на 144 фотоэлементах и имеет меньшую длину.

Следует отметить, что с увеличением площади пластины существенно возрастает и ток. Напряжение повышается благодаря оптимизации контактных структур и пассивации дефектов, но не очень значительно: в среднем для холостого хода это повышение составляет от 44 до 50 В (а относительно тонкопленочных модулей – даже снижается). Изменение электрических параметров не выглядит критичным, поскольку исходная инверторная система была загружена не полностью (87.5% номинала). Это позволяет обеспечить некоторый запас, прежде всего, по току.

Все вышесказанное справедливо для варианта, когда замене подвергаются мультикристаллические модули. Если бы станция была изначально укомплектована тонкопленочными модулями Hevel O, то замена приводила бы к более существенному повышению производительности. В этом случае, как следует из табл. 3, практически все рассмотренные новые модули обеспечивают рост мощности и выработки от 1.2 до 2.0 раз. При этом для варианта замены Hevel O необходимо увеличить число инверторов с 5 до 7–9.

При стремлении наиболее полно использовать имеющиеся монтажные столы ФЭС и инверторную систему наиболее адекватным оказывается решение с поворотом в горизонтальное положение модулей, выполненных на пластине 166 × 166 мм. В этой связи в перечень рассматриваемых типов модулей добавлен NEOSUN 450 Ultra M6 144, изготовленный по технологии PERC [27], как относительно недорогая альтернатива гетероструктурным отечественным модулям, высокая цена которых обусловлена прежде всего ограниченным объемом их производства. Замена инверторов необходима либо в 2024–2025 гг. (если в их составе массово используются жидкостные конденсаторы), либо спустя еще 10 лет (при наличии твердотельных комплектующих). Данные оценки и выводы могут иметь практическую значимость для модернизации Бурибаевской и Переволоцкой ФЭС [28], на которых установлены именно тонкопленочные модули.

Из результатов, представленных в табл. 3, следует, что для достижения максимальной выработ-

ки энергии на ФЭС “Кош-Агач-1” наилучшим решением может стать замена мультикристаллических модулей на гетероструктурные модули Hevel 445 HVL либо на очень близкие по габаритам монокристаллические модули NEOSUN 450 Ultra M6 144 (PERC). Если бы станция была исходно укомплектована тонкопленочными модулями Hevel O, то любые монокристаллические кремниевые модули могли бы обеспечить рост выработки электроэнергии, однако и при реализации вышеупомянутых решений можно достичь максимального прироста производительности станции. При этом для наиболее полного использования существующих опорных конструкций, минимизации взаимного затенения рядов модулей, а также снижения ветровой и снеговой нагрузки новые модули целесообразно устанавливать горизонтально (с поворотом на угол  $90^\circ$  относительно положения исходных модулей).

Результаты расчетов для сценария, при котором исходно на станции установлены тонкопленочные модули Hevel O, представлены в табл. 5, а для сценария с мультикристаллическими модулями AST-245 (мульти) производства “Гелиос-Ресурс” — в табл. 6. Наиболее перспективной является замена тонкопленочных фотоэлектрических модулей вследствие их меньшей амортизационной стоимости, а также возможности существенно увеличить выработку электроэнергии при установке новых модулей (в 1.7–2.2 раза). В качестве замещающих модулей выгоднее всего использовать гетероструктурные или PERC-модули на пластинах  $166 \times 166$  мм, так как они наилучшим образом вписываются в имеющуюся архитектуру опорных конструкций и суммарные их габариты оказываются близки к таковым для модулей более старых поколений. Модули IBC на пластинах  $182 \times 182$  мм имеют меньшее число элементов в своем составе, что также облегчает их размещение на существующих конструкциях. При этом гетероструктурные кремниевые модули благодаря особенностям температурных параметров обеспечивают самую высокую выработку энергии. При замене мультикристаллических кремниевых модулей прирост выработки не столь велик из-за их более высокой исходной мощности (увеличение всего в 1.1–1.3 раза относительно старых модулей).

Наиболее оптимальным вариантом минимизации себестоимости получаемой электроэнергии будет замена существующих модулей на высокоэффективные модули IBC или гетероструктурные модули отечественного производства. Это связано с более высокой выработкой ими электроэнергии, а также с большим сроком службы, в силу чего снижение выработки на горизонте расчета будет существенно меньше. Модули PERC и TOPCon на пластинах  $182 \times 182$  мм приведут к увеличению себестоимости энергии по сравнению с

имеющимися модулями, а PERC-модули на пластинах  $166 \times 166$  мм имеют аналогичные существующим модулям показатели. Если принять во внимание тенденцию роста объемов производства модулей TOPCon и постепенного замещения ими PERC-модулей (за счет снижения цен на первые), то в перспективе эта технология обеспечит сопоставимую с гетероструктурными и IBC-модулями себестоимость электроэнергии.

Согласно [29], в настоящее время себестоимость электроэнергии от сетевых фотоэлектрических станций составляет около 7 руб/(кВт · ч). Тот же источник указывает отпускную цену на нее от тепловых электростанций 2.5–3.0 руб/(кВт · ч) (уже в виде тарифа для населения, очевидно, что цена выкупа электроэнергии в сеть будет еще ниже). Поскольку в настоящий момент станции функционируют на льготных условиях, такие цены являются приемлемыми. Однако судьба объектов за пределами 15-летнего периода действия мер стимулирования внедрения возобновляемых источников энергии, а также объектов с установленными модулями зарубежного производства вызывает вопросы — необходимо стремиться к тому, чтобы себестоимость энергии составляла в лучшем случае 2.0–3.0 руб/(кВт · ч), а с учетом перспективы роста тарифов для потребителей не превышала 6.0 руб/(кВт · ч). По имеющимся оценкам, такие показатели [2.8–2.9 руб/(кВт · ч)] достижимы при условии снижения цен на отечественные модули в 3 раза благодаря масштабированию производства. Таким образом, в отсутствие новых мер поддержки реновация фотоэлектрических станций, скорее всего, окажется нерентабельной.

## ВЫВОДЫ

1. Анализ различных сценариев реновации фотоэлектрических станций показал, что для увеличения выработки электрической энергии сценарий замены модулей выглядит весьма оптимистично — обеспечивается рост выработки в 1.7–2.2 раза, если заменяются тонкопленочные модули, и в 1.1–1.3 раза при замещении мультикристаллических модулей.

2. При достижении назначенного срока службы фотоэлектрического модуля резко увеличивается вероятность практически мгновенной потери им работоспособности вместо постепенного линейного снижения мощности. В этом случае замена становится неизбежной. Для мультикристаллических модулей ФЭС “Кош-Агач-1” этот срок наступает в 2039 г.

3. Наиболее оптимальным вариантом реновации ФЭС для сохранения существующих опорных конструкций и схемы присоединения к инверторам является применение отечественных

Таблица 5. Результаты оценок последствий предполагаемой замены модулей Nevel O на фотоэлектрической станции “Кош-Агач-1” в 2024 г.

Тип модулей	Выработка за периоды, МВт · ч		Стоимость, тыс. руб.	Себестоимость энергии, руб/(кВт · ч)	
	2024–2039 гг.	2024–2049 гг.		2039 г.	2049 г.
Nevel O 125	67000	79000	41000 0	5.0	5.5
Гетероструктурные отечественного производства (пластина 166 × 166 мм)	112000	163000	57000 465000	4.3	4.5
PERC китайского производства (пластина 182 × 182 мм)	92000	133874	65230 516000	5.6	5.9
IBC китайского производства (пластина 182 × 182 мм)	96000	140633	57076 404000	4.6	4.8
TOPCon китайского производства (пластина 182 × 182 мм)	97000	142756	57076 577000	5.5	5.7
PERC китайского производства (пластина 166 × 166 мм)	110000	158000	65230 452000	4.9	5.3

Таблица 6. Результаты оценок последствий предполагаемой замены в 2024 г. модулей АСТ-245 (мульти) на фотоэлектрической станции «Кош-Агач-1»

Тип модулей	Выработка за периоды, МВт · ч		Стоимость, тыс. руб.	Себестоимость энергии, руб/(кВт · ч)
	2024–2039 гг.	2024–2049 гг.		
АСТ-245 (мульти)	83700	129000	0	5.3
Гетероструктурные огечественного производства (пластина 166 × 166 мм)	112000	163000	465000	4.5
PERC китайского производства (пластина 182 × 182 мм)	92000	134000	515970	5.9
IBC китайского производства (пластина 182 × 182 мм)	96000	140633	404000	4.8
TOPCon китайского производства (пластина 182 × 182 мм)	97000	143000	577000	5.7
PERC китайского производства (пластина 166 × 166 мм)	110000	158000	452000	5.3

или зарубежных модулей в конструктивном исполнении half-cell на монокристаллической кремниевой пластине 166 × 166 мм Hevel 445 HVL либо NEOSUN 450 Ultra M6 144 (PERC), а также ИВС-модулей зарубежного производства на пластине 182 × 182 мм.

4. Себестоимость электроэнергии к 2039 г. при сохранении изначально установленных на ФЭС мультикристаллических и тонкопленочных модулей составит 4.9 и 5.0 руб/(кВт · ч) соответственно, при замене их на гетероструктурные модули Hevel 445 HVL и ИВС-модули она будет равна 4.3 и 4.6 руб/(кВт · ч) соответственно, поэтому реновация станций с использованием этих модулей имеет смысл. С помощью модулей NEOSUN 450 Ultra M6 144 (PERC) можно достичь примерно таких же показателей, как у установленных в настоящее время модулей. Остальные варианты ведут к удорожанию электроэнергии, однако в перспективе благодаря снижению цен на TOPCon-модули они могут привести к сравнимым с ИВС показателям. Такие результаты обусловлены, главным образом, повышением эффективности и увеличением срока службы модулей, достигнутыми за последние годы. Снижение цен на отечественные фотоэлектрические модули в 3 раза путем масштабирования производства способно обеспечить себестоимость электроэнергии, сопоставимую с существующими отпускными ценами на энергию, получаемую на тепловых электростанциях.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **An analysis** of the factors driving utility-scale solar PV investments in China: how effective was the feed-in tariff policy? / A.H. Zhang, S.M. Sirin, C. Fan, M. Bu // *Energy Policy*. 2022. V. 167. P. 113044. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113044>
2. **Постановление** Правительства РФ от 28.05.2013 № 449 (ред. от 03.05.2024) “О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности” (вместе с “Правилами определения цены на мощность генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии”) (с изм. и доп.). Введ. с 01.07.2024.
3. **Energy** production estimation for Kosh-Agach grid-tie photovoltaic power plant for different photovoltaic module types / T.S. Gabderakhmanova, S.V. Kiseleva, S.E. Frid, A.B. Tarasenko // *J. Phys.: Conf. Ser.* 2016. V. 774. P. 012140. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/774/1/012140>
4. **Reduced** real lifetime of PV panels – Economic consequences / M. Libra, D. Mrazek, I. Tyukhov, L. Severova, V. Poulek, J. Mach, T. Subrt, V. Beranek, R. Svoboda, J. Sedlacek // *Sol. Energy*. 2023. V. 259. P. 229–234. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2023.04.063>
5. **Roumpakias E., Bouroutzikas F., Stamatelos A.** On-site inspection of PV panels, aided by infrared thermography // *Adv. Appl. Sci.* 2016. V. 1 (3). P. 53–62. <https://doi.org/10.11648/j.aas.20160103.12>
6. **Solar PV plant performance increased with retrofit technologies** // Официальный сайт группы компаний Alec-tris. [Электрон. ресурс.] <https://alectris.com/-2016/11/15/solar-pv-plant-performance-increased-with-retrofit-technologies/> (Дата обращения 16.07.2024.)
7. **Control** of photovoltaic arrays: dynamical reconfiguration for fighting mismatched conditions and meeting load requests / G. Petrone, G. Spagnuolo, B. Lehman, Y. Zhao, C.A.R. Paja, M. L. Gutierrez // *IEEE Ind. Electron. Mag.* 2015. V. 9. Is. 1. P. 62–76. <https://doi.org/10.1109/MIE.2014.2360721>
8. **Permanent mismatch fault identification** of photovoltaic cells using Arduino / M. Mahendran, V. Anandharaj, K. Vijayavel, D.P. Winston // *IJME*. 2015. V. 1. Is. 2. P. 79–82. <https://doi.org/10.21917/ijme.2015.0014>
9. **Economic** analysis of the early market of centralized photovoltaic parks in Sweden / J. Lindahl, D. Lingfors, A. Elmqvist, I. Mignon // *Renewable Energy*. 2022. V. 185. P. 1192–1208. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.12.081>
10. **Degradation** evaluation of crystalline-silicon photovoltaic modules after a few operation years in a tropical environment / A. Ndiaye, C.M.F. Kebe, A. Char-ki, P.A. Ndiaye, V. Sambou, A. Kobi // *Sol. Energy*. 2014. V. 103. P. 70–77. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.02.006>
11. **Попель О.С., Тарасенко А.Б.** Современные тенденции развития фотоэлектрической энергетики (обзор) // *Теплоэнергетика*. 2021. № 11. С. 5–25. <https://doi.org/10.1134/S0040363621100039>
12. **Placzek-Popko E.** Top PV market solar cells 2016 // *Opto-Electron. Rev.* 2017. V. 25. Is. 2. P. 55–64. <https://doi.org/10.1016/j.opelre.2017.03.002>
13. **Zhao J., Wang A., Green M.A.** High-efficiency PERL and PERT silicon solar cells on FZ and MCZ substrates // *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*. 2001. V. 65. Is. 1–4. P. 429–435. [https://doi.org/10.1016/S0927-0248\(00\)00123-9](https://doi.org/10.1016/S0927-0248(00)00123-9)
14. **Fazal M.A., Rubaiee S.** Progress of PV cell technology: Feasibility of building materials, cost, performance, and stability // *Sol. Energy*. 2023. V. 258. P. 203–219. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2023.04.066>
15. **Towards** an industrial in-line solution for efficient post-treatment of silicon heterojunction solar cells / J. Veirman, J.S. Caron, P. Jeronimo, T. Gageot, A.J.K. Leoga, A.S. Ozanne, S. De Vecchi, R. Soulas, W. Favre, A. Ragonesi, L. Carbone, M. Sciuto, A. Voltan // *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*. 2022. V. 245. P. 111867. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2022.111867>
16. **Benda V., Cerna L.** PV cells and modules – State of the art, limits and trends // *Heliyon*. 2020. V. 6. Is. 12. P. e05666. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2020.e05666>
17. **22.8%** full-area bifacial n-PERT solar cells with rear side sputtered poly-Si(n) passivating contact / A. Ingenito, C. Allebé, S. Libraro, C. Ballif, B. Paviet-Salomon, S. Nicolay, J.J.D. Leon // *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*. 2023. V. 249. P. 112043. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2022.112043>

18. **Enablers** for IBC: integral cell and module development and implementation in PV industry / I.-K. Cesar, N. Guillevin, A.A. Mewe, P. Spinelli, A.R. Burgers, V. Rosca, L.A.G. Okel, B.J. Geerligs, A.W. Weeber, S. Sawallich, M. Nagel // *Energy Procedia*. 2017. V. 124. P. 834–841.  
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.355>
19. **Observations** of contact resistance in TOPCon and PERC solar cells / D. Liu, M. Wright, M. Goodarzi, P.R. Wilshaw, Ph. Hamer, R.S. Bonilla // *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*. 2022. V. 246. P. 111934.  
<https://doi.org/10.1016/j.solmat.2022.111934>
20. **Характеристики** фотоэлектрического модуля Nevel O 125 Вт // Официальный сайт компании ECO50. [Электрон. ресурс.] <https://www.ECO50.ru> (Дата обращения 01.05.2024.)
21. **Характеристики** солнечного фотоэлектрического модуля LONGi Solar-Hi-MO 5, LONGi Hi-MO X6, LONGi Hi-MO 7 // Официальный сайт компании LONGi [Электрон. ресурс.] <https://www.longi.com> (Дата обращения 01.05.2024.)
22. **База данных NASA POWER** (Prediction of Worldwide Energy Resources). [Электрон. ресурс.] <https://power.larc.nasa.gov> (Дата обращения 15.05.2024.)
23. **Даффи Дж., Бекман У.** Основы солнечной теплоэнергетики: учеб.-справ. рук.: пер. с англ. Долгопрудный: Изд. дом “Интеллект”, 2013.
24. **Официальный сайт** компании “Ваш Солнечный Дом”. [Электрон. ресурс.] [www.solarhome.ru](http://www.solarhome.ru) (Дата обращения 25.05.2024.)
25. **Wiser R., Bolinger M., Seel J.** Benchmarking utility-scale PV operational expenses and project lifetimes: Results from a survey of U.S. solar industry professionals. Lawrence Berkeley National Laboratory, 2020. <https://escholarship.org/uc/item/2pd8608q> (Дата обращения 24.09.2024.)
26. **Дегтярёв К.С.** Экономика возобновляемой энергетики в мире и России // *Сантехника. Отопление. Кондиционирование*. 2017. № 9. С. 78–84.
27. **Характеристики** солнечного фотоэлектрического модуля NEOSUN 450 Ultra M6 144 // Официальный сайт компании NEOSUN. [Электрон. ресурс.] <https://neosunenergy.ru> (Дата обращения 01.05.2024.)
28. **“Зелёные”** киловатты. В Переволочке заработала солнечная электростанция // *АиФ-Оренбург*. [Электрон. ресурс.] <https://oren.aif.ru/> (Дата обращения 20.05.2024.)
29. **Эффективность** солнечных электростанций на примере условий Республики Башкортостан / Р.А. Молчанова, И.В. Новосёлов, Э.А. Абдуллина, Г.Р. Закирова // *Энергоресурсосбережение и энергоэффективность*. 2019. № 4 (88). С. 25–32.  
<https://doi.org/10.18635/2071-2219-2019-4-25-32>

## Renovation of Grid-Tied Solar Photovoltaic Plants: Problems and Prospects

A. B. Tarasenko<sup>a</sup> and S. V. Kiseleva<sup>a, b, \*</sup>

<sup>a</sup> Joint Institute for High Temperatures, Russian Academy of Sciences (JIHT RAS), Moscow, 125412 Russia

<sup>b</sup> Moscow State University, Moscow, 119991 Russia

\*e-mail: [k\\_sophia\\_v@mail.ru](mailto:k_sophia_v@mail.ru)

**Abstract**—Rapid development of energy technologies results, in particular, in that photovoltaic modules often become obsolete even before the end of their assigned service life. It is sufficient to say that, for the period from 2014 to nowadays, the average efficiency of photovoltaic modules has increased from 14–15 to 21%. The prices for photovoltaic products also continue to decrease. In this connection, the possibility of substituting the equipment of existing solar power plants with more advanced components is of interest. Photovoltaic module replacement versions, as well as technical and economic aspects of this process, are discussed taking Russia’s first grid-tied photovoltaic plant Kosh-Agach-1 as an example. The modern types of photovoltaic modules and the options of using them for solar plant renovation purposes are analyzed. The prime cost of the electricity generated is estimated with taking into account the replacements of modules and inverters. Special attention is paid to the compatibility of new modules with the old support structures and inverter equipment. The decrease of electricity prime cost after installing the new modules serves as the main renovation feasibility criterion. It is shown that the refurbishment of plants equipped with thin-film silicon modules by replacing them with domestically produced or Chinese modules consisting of silicon photovoltaic plates 166 × 166 mm in size looks to be the most promising option. The minimal prime cost of generated electricity is achieved in the case of using heterojunction modules and modules on the basis of photovoltaic converters with a rear contact.

**Keywords:** photovoltaic energy, crystalline photovoltaic modules, thin-film photovoltaic modules, inverters, grid-tied photovoltaic power plants, renovation