

ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ РАН

Проблемы развития энергетики России и мира

Школа молодых ученых - 2024

Роль возобновляемой энергетики при переходе к углерод-нейтральной экономике

Москва
2024

УДК 620.9
ББК 31.15
Р 68

Р 68 **Роль** возобновляемой энергетики при переходе к углерод-нейтральной экономике: сборник докладов Школы молодых ученых / составители: Т.В. Новикова (ИНЭИ РАН), С.В. Киселева (МГУ им. М.В. Ломоносова), Ю.Ю. Рафикова (МГУ им. М.В. Ломоносова). — Москва : ИНЭИ РАН, 2024. — 307 с. : ил.

ISBN 978-5-91438-041-7

В книге представлены результаты исследований молодых ученых, аспирантов и студентов — участников Школы молодых ученых, организованной Институтом энергетических исследований Российской академии наук (ИНЭИ РАН) 20—23 ноября 2024 года совместно с географическим факультетом Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова и исполкомом Электроэнергетического совета СНГ при поддержке Российского научного фонда в рамках гранта № 21-79-30013.

Книга предназначена для студентов, аспирантов, специалистов, занимающихся стратегическим планированием, экономико-математическим моделированием, а также прогнозированием развития российской и мировой энергетики и ее отраслевых комплексов.

УДК 620.9
ББК 31.15

ISBN 978-5-91438-041-7



ISBN 978-5-91438-041-7 www.eriras.ru © ИНЭИ РАН, 2024

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие 6

Аликин Р.О.
Модельная оценка экономических последствий сценариев декарбонизации электроэнергетики. 7

Аликеримова Т.Д., Алхасов А.Б., Ниналалов С.А., Солтанмурадова З.И.
Экологические аспекты использования возобновляемых источников энергии в республике Дагестан 17

Арапов М.А., Шарапов С.А., Кряжев А.С.
Возможности покрытия дефицита электроэнергии в дальневосточном федеральном округе за счет интеграции солнечных электростанций 26

Аветисян А.С.
Исследование систем энергоснабжения для сельской микросети с использованием возобновляемых источников энергии 31

Багаматов Г.З., Дибиров Я.А.
Перспективные теплоаккумулирующие материалы для гелиотермальных установок 39

Бадамшина С.Ю., Томчишин Я.М., Николаев Е.Ю., Локтионов Е.Ю.
Теплоаккумулирование как способ обеспечения энергетической гибкости систем с ВИЭ 50

Баденко В.В., Козлов А.Н.
Подход к исследованию образования газообразных продуктов при термохимической конверсии биомассы средствами ТГА-МС. 57

Бахмадов А.В., Татаринова А.С., Локтионов Е.Ю.
Система круглогодичной термостабилизации многолетнемерзлых грунтов с использованием ВИЭ 63

Бурова И.М.
Проблемы и перспективы энергетической утилизации отходов в качестве возобновляемого ресурса в России 73

Губий Е.В., Козлов А.Н., Пензик М.В.
Оценка использования газогенераторных электростанций на биотопливе в децентрализованных зонах электроснабжения 83

Житцова Е.Ю.
Потенциал солнечной энергетики для обеспечения систем кондиционирования в Краснодарском крае 93

Кемпель С.В., Соколовская М.В., Локтионов Е.Ю.
Улучшение характеристик ротора Савониуса с использованием направляющих из солнечных батарей 101

Кузнецова А.С.
Пространственная структура малой гидроэнергетики России 113

Лавренов В.А.
Практические аспекты технологии двухстадийной пиролитической конверсии биомассы в синтез-газ. 121

Лазеева Е.А.
Оценка влияния изменения климата на экономику России на примере интегрированных оценочных моделей 129

Любчик О.А., Быстрых С.В., Казак А.Н.
Потенциал возобновляемых источников энергии и усовершенствование методик его оценки 139

Аликеримова Т.Д., Магомедов М.А., Ниналалов Т.С., Рабаданов М.Х., Ниналалов С.А.
Состояние и перспективы электропотребления и электроснабжения регионов СКФО 146

Маринец А.Р., Еремеева А.М.
Синтез и исследование биодобавок для улучшения экологических характеристик дизельного топлива 155

Матюшенко А.Д.
Экономическая оценка территории размещения различных видов энергоисточников на примере республики Беларусь. 161

Местников Н.П.
Разработка способов повышения энергоэффективности солнечных электростанций в условиях севера 167

Минасов А.Г.
Необходимость внедрения дополнительных государственных мер поддержки ВИЭ в России с учетом опыта зарубежных стран 172

Мордынский А.В.
Выбор модели ясного неба для оценки суммарной солнечной радиации на горизонтальную поверхность в высоких широтах России 188

Музафаров Э.Р.
Исследование и прогноз динамики и основных технических трендов в отрасли производства электромобилей за период с 1995 до 2025 года. 198

Мысленков С.А.
Использование индекса SPI для исследования динамики штормовой активности в некоторых морях России 207

Прутских М.С., Ермоленко Б.В., Рожкова Т.В.
Предпосылки развития ветровой и солнечной энергетики в Арктической зоне Российской Федерации 216

Сангаджиев М.М., Базырова Э.А., Бадма-Халгаева Р.Ю.
Солнечные модули в сельском хозяйстве Калмыкии 227

Садртинов К.Д.
Сравнительный анализ экологических аспектов низкоуглеродного развития России и Китая 234

Сильвестрова В.А., Мысленков С.А.
Особенности годового хода и пространственного распределения потоков CO_2 и CH_4 на территории России по данным спутника GOSAT 244

Скафарик А.И.
Оценка эффективности использования солнечной микрогенерации для электро- и теплоснабжения в регионах РФ 252

Скубачевская Н.Д.
Принципы развития системы ценообразования на выбросы парниковых газов в России с учетом международного опыта 263

Тетерина Н.В.
Динамика использования виэ в малых островных развивающихся государствах 268

Фалеева Ю.М.
Получение энергоэффективных твердых топлив из отходов растительного и животного происхождения методом торрефикации 274

Рустамов Н.А., Чертыкова Е.В.
Оценка теплового потенциала геотермальной системы 282

Шевырев С.А.
Паровая газификация биомассы в кипящем слое 286

Шалухо А.В., Липужин И.А., Шувалова Ю.Н.
Алгоритм управления энергетическими комплексами на основе водородных топливных элементов с применением искусственных нейронных сетей 291

Аль Хузайе М.К., Ощепков П.П.
Снижение воздействия альтернативных видов топлива на окружающую среду в автомобилях с ДВС 298

ПРЕДИСЛОВИЕ

Сборник статей подготовлен по результатам работы Школы молодых ученых «Роль возобновляемой энергетики при переходе к углерод-нейтральной экономике», проведенной 20—23 ноября 2024 года Институтом энергетических исследований РАН совместно с географическим факультетом Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова и исполкомом Электроэнергетического совета СНГ при поддержке Российского научного фонда в рамках гранта № 21-3579-30013.

Школа прошла в очно-дистанционном формате, позволившем привлечь к участию более 100 участников из 35 организаций со всей территории России и дружественных РФ государств: ИНЭИ РАН, ОИВТ РАН, ИСЭМ СО РАН, ИНП РАН, ИФА РАН, ИПГВЭ ФОИВТ РАН, ФТИ РАН им. А.Ф. Иоффе, МНТО «ИНСЭТ», Фонд «Сколково», географический факультет МГУ имени М.В. Ломоносова, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, НИУ «МЭИ», МГТУ имени Н.Э. Баумана, МГИМО МИД РФ, Российский университет дружбы народов им. Патриса Лумумбы, Иркутский национальный исследовательский технический университет, РХТУ имени Д.И. Менделеева, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Южный федеральный университет, Нижегородский государственный технический университет имени Р.Е. Алексеева, Новосибирский государственный университет экономики и управления, ИжГТУ им. М.Т. Калашникова, Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева, Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики», Белорусский национальный технический университет, Институт энергетики Таджикистана и др.

К участию в работе Школы были приглашены ведущие ученые нашей страны из разных областей энергетической отрасли: доктора и кандидаты наук, профессора и заведующие кафедр ведущих Российских вузов. На своих лекциях ведущие ученые поделились со слушателями результатами научных исследований, охватив широкий круг актуальных задач и достижений в сфере возобновляемой и традиционной энергетики, а также перехода к низкоуглеродной экономике. Молодые участники Школы — студенты, аспиранты, молодые сотрудники НИИ и преподаватели вузов — выступили с докладами о собственных научных разработках и достижениях. Материалы докладов молодежной секции Школы вошли в данный сборник.

МОДЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЙ СЦЕНАРИЕВ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Аликин Р.О., ruslanalikin@bk.ru,
ИНЭИ РАН, Москва

Ключевые слова: моделирование, режимы потребления, электроэнергетика, декарбонизация, спотовая цена, парниковые газы.

В статье выполнена оценка ценовых последствий реализации различных сценариев декарбонизации в российской электроэнергетике. Основной фокус сделан на оценку уровня равновесных цен оптового рынка энергии при увеличении мощности разных типов безуглеродных электростанций (АЭС, ВЭС и СЭС) и безусловном выполнении условий надежного энергоснабжения.

Исследование вариантов изменения перспективной структуры установленной мощности для различных сценариев декарбонизации электроэнергетики может быть выполнено при помощи моделей энергетического планирования, например, линейной оптимизационной модели долгосрочного развития электроэнергетики в составе ТЭК (EPOS). При оптимизации структуры установленной мощности модель EPOS оперирует несколькими видами балансовых уравнений (ограничений): балансами годового объема производства и потребления энергии, а также балансами установленной мощности и балансами рабочей мощности в период максимума и минимума потребления энергии зимнего рабочего дня. Для адекватного моделирования особенности развития газовых и угольных ТЭЦ в конкуренции с котельными, электрокотельными, источниками на базе атомной энергии (АТЭЦ) в EPOS также учитываются балансы централизованно отпускаемого тепла.

Внутригодовые режимы производства и потребления энергии в энергосистеме характеризуются существенной неравномерностью по сезонам, дням и часам. Разные технологии имеют объективные технические ограничения по маневренности оборудования: это касается и скорости изменения рабочей мощности (сброса и набора нагрузки), и пределов ее снижения (технический минимум нагрузки). Поэтому для выбранной в модели EPOS структуры генерирующей мощности важна дополнительная оценка ее возможностей (потенциала) по оперативному изменению режимов работы оборудования, чтобы в энергосистеме был обеспечен достаточный регулировочный диапазон генерирующей мощности (достаточный уровень гибкости реагирования на изменение балансовой ситуации).

Наименее маневренным является оборудование АЭС, наиболее маневренным — оборудование ГЭС или ГАЭС. Среди ТЭС наиболее маневренными являются ГТУ и ГПА без тепловой нагрузки, наименее маневренные — угольные электростанции, а также ТЭЦ, у которых возможности снижения рабочей мощности ограничиваются обязательной отопительной нагрузкой и ГВС.

В ЕЭС России производственная база электроэнергетики формировалась преимущественно технологиями диспетчируемой генерации (ТЭС, АЭС, ГЭС), поэтому дополнительный анализ соответствия выбранной структуры мощностей требованиям маневренности энергосистемы выполнялся лишь для наиболее критических (сложных для прохождения), суток зимнего рабочего дня.

Однако в последние годы задача декарбонизации энергетики выходит на первый план в долгосрочных стратегиях развития экономик стран-участниц Парижского соглашения, включая Россию. Так, в климатической доктрине РФ обозначена долгосрочная цель по достижению углеродной нейтральности к 2060 году[1]. При этом в рамках стратегии развития страны до 2050 года с низким уровнем выбросов парниковых газов правительство РФ планирует существенное увеличение мощностей безуглеродной электрогенерации[2].

Климатические и экологические инициативы способствуют все более масштабному внедрению безуглеродных технологий. На данный момент в ЕЭС России безуглеродные источники энергии, включая АЭС и ГЭС, составляют около 34% установленной мощности, обеспечивая 39% [1] производства электроэнергии в стране. Целевым показателей для ядерной энергетики является увеличение доли производства электроэнергии до 25% к 2045 году [2].

С увеличением использования безуглеродных источников энергии и объемов замещающей органическое топливо электрификации (например, на транспорте) возникает необходимость в адаптации энергосистем к возрастающему дисбалансу между меняющимися суточными профилями потребления электроэнергии и режимами ее генерации, которые под влиянием ВИЭ становятся все более стохастическими [3].

Для объективной оценки гибкости энергосистемы, т.е. возможности адаптироваться к растущему рассогласованию режимов производства и потребления электроэнергии, возникает потребность в оптимизации внутригодовых и внутрисуточных режимов работы энергосистемы с применением экономико-математических моделей диспетчеризации генерирующих мощностей (далее — режимной модели). В такой режимной модели целесообразно рассматривать почасовую оптимизацию объемов участия разных видов генерации для обеспечения почасового спроса на электроэнергию (что эквивалентно формированию почасовых балансов мощности).

[1] Указ Президента Российской Федерации № 812 «Об утверждении климатической доктрины Российской Федерации», 2023.

[2] Распоряжение правительства Российской Федерации от 29 октября 2021 года, № 3052-р.

В ходе исследования была разработана модель комплексной коммерческой оптимизации» (МОККО). Программный комплекс МОККО обеспечивает компьютерную реализацию математической оптимизационной модели коммерческой диспетчеризации электроэнергетики [4].

Программа позволяет пользователю с помощью ограниченного числа специальных команд определять экономически оптимальный режим работы моделируемых объектов электроэнергетики, задавать уровень их агрегирования для представления в виде переменных ЛП-задачи, устанавливать взаимосвязи между ними, а также задавать ограничения на условия их функционирования в виде системы уравнений.

Однако помимо решения классической (прямой) задачи по оптимизации использования мощности электростанций в почасовых балансах и определения достаточности регулировочного диапазона в энергосистеме применение таких моделей позволяет исследовать изменение профиля спотовой цены на основе решения двойственной задачи линейного программирования. Валидация модели МОККО по результатам решения двойственной ЛП-задачи была проведена для отчетного (2021) года и для мультирегионального представления ЕЭС России в виде 6 синхронных ОЭС с расчетом на модели FlexTool (разработанная IRENA модель) [5]. Результаты представлены в табл. 1.

Введение новых безуглеродных мощностей (АЭС/ВИЭ), имеющих несопоставимо более низкие топливные затраты, приведет к изменению равновесной цены, которая будет определяться переменными затратами уже другого, более дешевого, поставщика, замыкающего баланс при новых условиях. Переход к новой точке рыночного равновесия снизит спотовую цену и негативно скажется на окупаемости реализуемых и планируемых в будущем проектов (рис. 1).

Таким образом, помимо проблем, связанных с гибкостью энергосистемы [6], увеличение доли безуглеродных источников оказывает существенное влияние на

Таблица 1. **Результаты валидации модели МОККО [4]**

Показатель	FlexTool	МОККО	Разница %
Целевая функция (сумма затрат)	688185844600	688290835234	–0,015%
Спотовая цена ОЭС Центра, руб/(МВт · ч)	1388,1	1389,8	–0,119%
Спотовая цена ОЭС Северо-запада, руб/(МВт · ч)	1354,3	1355,6	–0,093%
Спотовая цена ОЭС Средней Волги, руб/(МВт · ч)	1308,9	1316,7	–0,598%
Спотовая цена ОЭС Урала, руб/(МВт · ч)	1195,7	1198,4	–0,226%
Спотовая цена ОЭС Юга, руб/(МВт · ч)	1366,6	1371,8	–0,379%
Спотовая цена ОЭС Сибири, руб/(МВт · ч)	846,9	869,3	–2,643%

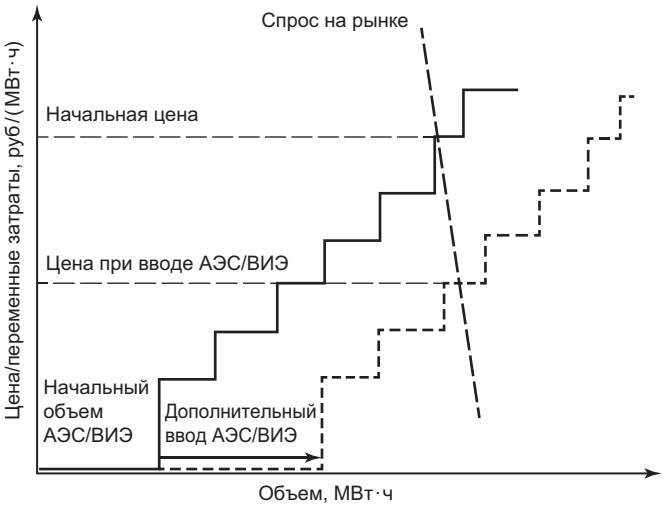


Рис. 1. Влияние вводов безуглеродных технологий на спотовую цену электроэнергии (на основе [8])

конкурентное ценообразование. Этот эффект наглядно проявляется в энергосистемах Европы [7], где доля ВИЭ-электростанций является одной из самых высоких в мире. Здесь снижение спотовой цены из-за расширения безуглеродных мощностей приводит к увеличению частоты периодов аномально низких и даже отрицательных спотовых цен, ухудшая условия рыночной окупаемости новых проектов и не позволяя существенно снижать объемы господдержки программ по декарбонизации электроэнергетики. В результате несмотря на снижение спотовых цен розничная цена для потребителей остается высокой.

Как показало исследование [8], прослеживается четкая взаимосвязь между снижением цены на спотовом рынке электроэнергии и приростом доли низкоуглеродных источников энергии. Феномен, когда каждая новая введенная единица мощности ухудшает ценовые условия для окупаемости следующих вводимых мощностей, получил название эффекта «ценового каннибализма» [9].

В России спотовый рынок электроэнергии называется «рынок на сутки вперед» (РСВ). В основе его работы лежит почасовая оптимизация состава загружаемых генерирующих мощностей по переменным (топливным) затратам. Так формируется кривая оптимального предложения электроэнергии. Цена электроэнергии на каждый час определяется переменными (топливными) затратами электростанции, замыкающей баланс спроса и предложения в каждом узле энергосистемы. В данном докладе феномен «ценового каннибализма» исследован применительно к условиям функционирования ЕЭС России и рынка «на сутки вперед» в 2021 году. При этом в качестве «возмущающего» фактора рассмотрен дополнительный рост мощностей АЭС, ВЭС и СЭС. Полученные оценки ценовых последствий отображены в табл. 2—4.

Таблица 2. **Анализ ценовых последствий в сценариях увеличения мощности АЭС**

Показатель	Сценарий				
	1	2	3	4	5
Дополнительная мощность АЭС, ГВт	0	2,5	5,0	7,5	10,0
Спотовая цена электроэнергии, руб/(МВт · ч)					
Первая ЦЗ в целом	1321,6	1294,1	1260,8	1226,8	1187
ОЭС Юга	1385,3	1353,8	1322,8	1278,8	1227,6
ОЭС Урала	1208,2	1195,1	1177,4	1162,3	1146,9
ОЭС Средней Волги	1319,2	1281,9	1242,4	1213,4	1175,5
ОЭС Северо-Запада	1359	1325,2	1281,1	1238,7	1186,9
ОЭС Центра	1398,7	1364,8	1321,3	1272,7	1216,6
Изменение спотовой цены, % (относительно сценария 1)					
Первая ЦЗ в целом	0	–2,1	–4,8	–7,7	–11,3
ОЭС Юга	0	–2,3	–4,7	–8,3	–12,8
ОЭС Урала	0	–1,1	–2,6	–3,9	–5,3
ОЭС Средней Волги	0	–2,9	–6,2	–8,7	–12,2
ОЭС Северо-Запада	0	–2,6	–6,1	–9,7	–14,5
ОЭС Центра	0	–2,5	–5,9	–9,9	–15,0
Изменение годовых затрат на производство электроэнергии, % (относительно сценария 1)	0	–2,9	–5,8	–8,5	–11,1

Таблица 3. **Анализ ценовых последствий в сценариях увеличения мощности ВЭС**

Показатель	Сценарий				
	1	2	3	4	5
Дополнительная мощность ВЭС, ГВт	0	2,5	5	7,5	10
Спотовая цена электроэнергии, руб/(МВт · ч)					
Первая ЦЗ в целом	1321,2	1310,4	1300,5	1290,7	1280,5
ОЭС Юга	1385	1353,1	1327,6	1300,6	1266,8
ОЭС Урала	1208	1206,4	1201,4	1195,8	1190,1
ОЭС Средней Волги	1319	1300,3	1286,5	1271,2	1257,6
ОЭС Северо-Запада	1359	1351,8	1346,2	1341,6	1336,9
ОЭС Центра	1399	1390,1	1382,5	1376,8	1371,7

Окончание табл. 3

Показатель	Сценарий				
	1	2	3	4	5
Изменение спотовой цены, % (относительно сценария 1)					
Первая ЦЗ в целом	0	–0,8	–1,6	–2,3	–3,1
ОЭС Юга	0	–2,3	–4,2	–6,1	–8,6
ОЭС Урала	0	–0,1	–0,6	–1,0	–1,5
ОЭС Средней Волги	0	–1,4	–2,5	–3,6	–4,7
ОЭС Северо-Запада	0	–0,5	–0,9	–1,3	–1,6
ОЭС Центра	0	–0,6	–1,2	–1,6	–1,9
Изменение годовых затрат на производство электроэнергии, % (относительно сценария 1)	0	–1,15	–2,28	–3,39	–4,47

Таблица 4. **Анализ ценовых последствий в сценариях увеличения мощности СЭС**

Показатель	Сценарий				
	1	2	3	4	5
Дополнительная мощность СЭС, ГВт	0	2,5	5	7,5	10
Спотовая цена электроэнергии, руб/(МВт · ч)					
Первая ЦЗ в целом	1321,2	1313,5	1308,9	1304,1	1302,2
ОЭС Юга	1385	1365,2	1355,6	1341,5	1336,1
ОЭС Урала	1208	1205,1	1200,8	1197,8	1195,3
ОЭС Средней Волги	1319	1304,2	1295,6	1288,3	1285,9
ОЭС Северо-Запада	1359	1354,5	1352,6	1351,0	1350,6
ОЭС Центра	1399	1393,6	1391,7	1389,4	1389,2
Изменение спотовой цены, % (относительно сценария 1)					
Первая ЦЗ в целом	0	–0,6	–0,9	–1,3	–1,4
ОЭС Юга	0	–1,5	–2,1	–3,2	–3,5
ОЭС Урала	0	–0,3	–0,6	–0,9	–1,1
ОЭС Средней Волги	0	–1,1	–1,8	–2,3	–2,5
ОЭС Северо-Запада	0	–0,3	–0,5	–0,6	–0,6
ОЭС Центра	0	–0,4	–0,5	–0,7	–0,7
Изменение годовых затрат на производство электроэнергии, % (относительно сценария 1)	0	–0,74	–1,47	–2,18	–2,89

Источник: составлено автором на основе расчетов на модели МОККО.

Во всех рассмотренных сценариях можно заметить почти линейный тренд на снижение значений как целевой функции модели (общая сумма затрат на производство электроэнергии), так и средневзвешенных за год спотовых цен электроэнергии. Ценовой эффект сильнее выражен при интеграции АЭС в энергосистему (рис. 2). Обусловлено это более высоким КИУМ АЭС по сравнению с ВЭС и СЭС и, как следствие, большим количеством «дешевых» кВт·ч на единицу установленной мощности.

Наибольшее развитие ВЭС и СЭС получили в ОЭС Юга. Именно для этой относительно небольшой части ЕЭС России, эффект ценового каннибализма исследован более тщательно. В частности, при параметрическом увеличении мощности ВЭС или СЭС проанализировано изменение не только спотовой цены электроэнергии, но и выручки разных типов электростанций. На рис. 3 и 4 представлено изменение абсолютной выручки электростанций.

Важным эффектом является нелинейный характер изменения выручки ВИЭ. В сценариях, подразумевающих ввод до 10 ГВт ВИЭ в ОЭС Юга, общий объем выручки всех типов электростанций, за исключением ВИЭ, снижается. В сценариях с вводом более 10 ГВт ВИЭ тенденция снижения выручки традиционных электростанций сохраняется, однако и выручка ВИЭ также начинает снижаться. Это можно объяснить более быстрым снижением равновесной цены РСВ по причине существенного увеличения доли станций с низкими переменными издержками в структуре генерации.

Также при введении более 10 ГВт ВИЭ в ОЭС Юга некоторые мощности остаются невостребованными в часы пикового производства ВИЭ, вследствие чего происходит их принудительное отключение, т.е. снижение среднего КИУМ. Следовательно, для каждой энергосистемы существует такой объем мощности ВИЭ, больше которого при существующей структуре мощностей экономически нецеле-

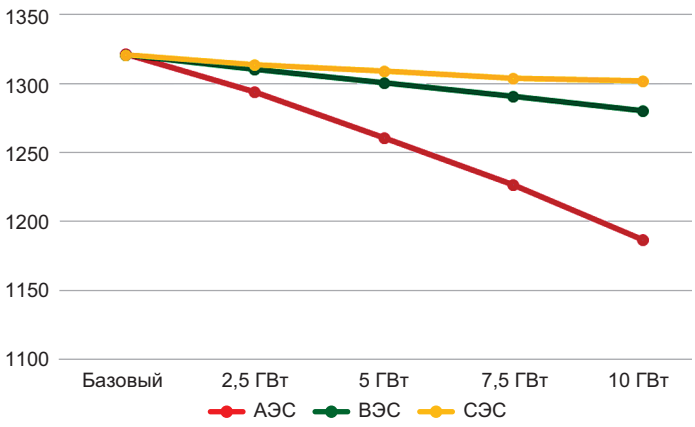


Рис. 2. Ценовые последствия расширения безуглеродных мощностей в первой ЦЗ

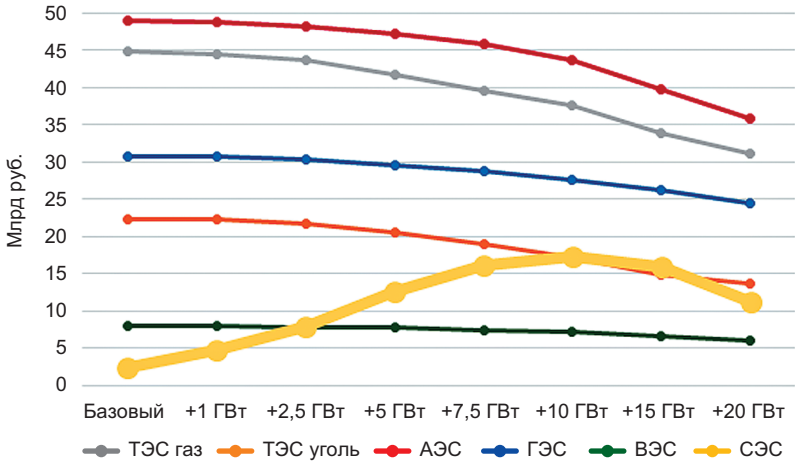


Рис. 3. Изменение выручки электростанций для различных сценариев вводов мощностей СЭС в ОЭС Юга [10]

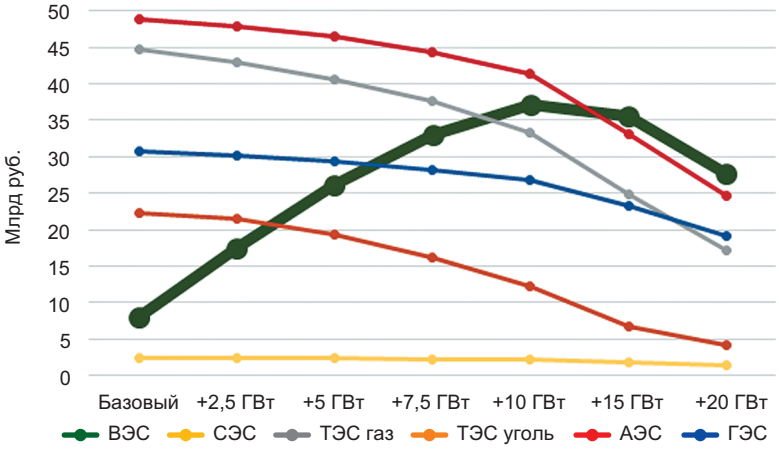


Рис. 4. Изменение выручки электростанций для различных сценариев вводов мощностей ВЭС в ОЭС Юга [11]

сообразно наращивать мощности ВИЭ, поскольку это будет уменьшать их общую выручку.

В современных условиях окупаемость и возврат инвестиций в проектах безуглеродной генерации только частично осуществляется за счет выручки на спотовом рынке, остальная же часть обеспечивается дополнительными механизмами поддержки. В России такая поддержка в рамках обеспечивается через механизм договоров о предоставлении мощности (ДПМ) за счет специальных тарифов на мощность.

При снижении спотовой цены электроэнергии для обеспечения экономической эффективности и достижения цены окупаемости доля платежа за мощность в выручке безуглеродных технологий должна быть увеличена. Таким образом, реализация той или иной программы развития АЭС или ВИЭ-электростанций сопровождается снижением спотовой цены и ростом объемов дополнительной тарифной поддержки для этих проектов [8].

Выводы

Все более значимую роль в национальных стратегиях развития экономики играют эколого-климатические соображения, стимулирующие переход к низкоуглеродной технологической структуре электроэнергетики. Интеграция больших объемов безуглеродных источников энергии может привести к снижению спотовых цен электроэнергии и как следствие к ухудшению окупаемости энергетических проектов в условиях конкурентного рынка.

Для полноценного исследования этой проблемы необходим комплексный подход, включающий многоступенчатое моделирование с применением нескольких инструментов, включая как модели развития, так и коммерческой диспетчеризации мощностей.

Разработанная в ИНЭИ РАН модель коммерческой диспетчеризации позволяет на основе решения двойственной задачи линейного программирования определить масштабы изменений в профиле спотовой цены электроэнергии и выручке поставщиков. Такая постановка задачи открывает возможность исследования экономических последствий реализации различных сценариев декарбонизации энергетики.

Выполненный с помощью модели МОККО анализ функционирования ЕЭС России показал, что внедрение достаточно больших мощностей АЭС или ВИЭ может заметно понизить уровень спотовых цен и потребовать расширения внерыночных механизмов компенсации вложений в безуглеродные источники.

Список использованных источников

1. **Системный** оператор ЕЭС России, 2022. [Электронный ресурс] — URL: https://www.so-ups.ru/functioning/ups/ups2022/ (Дата обращения 10.10.2024).
2. **Департамент** коммуникаций Электроэнергетического дивизиона Госкорпорации «Росатом». [Электронный ресурс] — URL: https://www.rosatom.ru/journalist/news/rosatom-dosrochno-vypolnil-gosudarstvennoe-zadanie-po-vyrabotke-elektroenergii/ (Дата обращения 10.02.2024).
3. **Филиппов С.П., Дильман М.Д.** Возобновляемая энергетика: Системные эффекты // 12-я международная конференция «Управление развитием крупномасштабных систем», Москва, 01—03 октября 2019 года. С. 558—567.
4. **Аликин Р.О., Городилов М.А., Люшнин Л.С.** Модель комплексной коммерческой оптимизации энергосистем МОККО // Энергетика и энергосбережение: теория и практика: сборник

материалов VIII международной научно-практической конференции, Кемерово, 6—8 декабря 2023 г. — Кемерово: КузГТУ, 2024. С. 204.1—204.6. [Электронный ресурс] — URL: https://science.kuzstu.ru/wp-content/Events/Conference/energ/2023/energ/pages/Articles/204.pdf

5. **IRENA (2018).** Power system flexibility for the energy transition. [Электронный ресурс] — URL: https://www.irena.org/publications/2018/Nov/Power-system-flexibility-for-the-energy-transition (Дата обращения 10.02.2024).
6. **Воропай Н.И.** Направления и проблемы трансформации электроэнергетических систем // Электричество. 2020. № 7. С. 12—21. DOI:10.24160/0013-5380-2020-7-12-21
7. **Pexapark.** The Cannibalization Effect: Behind the Renewables' Silent Risk. [Электронный ресурс] — URL: https://pexapark.com/blog/cannibalization-effect-renewables/ (Дата обращения 10.10.2024).
8. **Веселов Ф.В., Ерохина И.В., Никулина Е.А.** Моделирование ценовых последствий на конкурентном рынке электроэнергии России в интенсивном развитии неуглеродных электростанций // 13-я международная конференция «Управление развитием крупномасштабных систем», Москва, 28—30 сентября 2020 года. С. 156—164.
9. **Jones M., Rothenberg F.** ICIS The renewable cannibalisation problem: Why full merchant will become increasingly challenging, 2019. [Электронный ресурс] — URL: https://sdgresources.relx.com/sites/default/files/renewable-cannibalisation-white-paper.pdf (Дата обращения 10.10.2024).
10. **Городилов М.А., Аликин Р.О.** Анализ воздействия развития солнечной энергетики на функционирование энергосистем в южных регионах России // 78-я международная молодежная научная конференция «Нефть и газ — 2024» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, 22—26 апреля 2024.
11. **Люшнин Л.С., Аликин Р.О.** Оценка влияния интенсивного развития ветроэнергетики на экономические условия работы электростанций и окупаемость новых энергомощностей в Объединенной энергосистеме Юга // 78-я международная молодежная научная конференция «Нефть и газ — 2024», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, 22—26 апреля 2024.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В РЕСПУБЛИКЕ ДАГЕСТАН

Аликеримова Т.Д., старший преподаватель, tamila@list.ru,
ДГУ, г. Махачкала,
Алхасов А.Б., д.т.н., профессор, главный научный сотрудник,
alibek_alhasov@mail.ru,
ИПГВЭ ОИВТ РАН, г. Махачкала,
Ниналалов С.А., к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник / доцент,
said2706@gmail.com,
ИПГВЭ ОИВТ РАН / кафедра инженерной физики ДГУ, г. Махачкала,
Солтанмурадова З.И., к.б.н., доцент, директор, solaza@mail.ru,
Институт экологии и устойчивого развития ДГУ, г. Махачкала

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии (ВИЭ), солнечные электростанции (СЭС), ветровые электростанции (ВЭС), гидроэлектростанции (ГЭС), геотермальные электростанции (ГеоЭС), экология.

В статье рассматривается воздействие действующих ГЭС Дагестана на экологию в регионе. Также проведена оценка влияния на экологию региона строящихся и планируемых в Дагестане СЭС, ВЭС и ГеоЭС. Выделен вопрос экологического воздействия комплексного использования геотермальных запасов региона с извлечением из термальных рассолов карбоната лития и других ценных элементов.

К одной из самых главных мировых экологических проблем относят глобальное потепление. Принято считать, что основной причиной ежегодного роста среднегодовой температуры являются выбросы парниковых газов, вызванные антропогенным фактором. Основной сектор, который выдает в атмосферу CO_2, — энергетика [1]. Парижское соглашение, принятое в 2015 году, предусматривает снижение скорости роста средней мировой температуры до 2 °С к 2100 году за счет сокращения выброса углекислого газа — декарбонизации [2], что может стать результатом активного развития использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) с замещением ими объектов топливной традиционной энергетики.

Использование ВИЭ для выработки электроэнергии ведет к декарбонизации в регионе и положительно сказывается на экологии. Однако возобновляемая энер-

гетика не является экологически абсолютно чистой. Объекты ВИЭ по-своему воздействуют на окружающую среду, причем долгосрочное воздействие некоторых ВИЭ на окружающую среду недостаточно изучено.

Гидроэнергетика Дагестана и ее влияние на окружающую среду

Гидроэнергетические ресурсы, классическая разновидность ресурсов ВИЭ, имеют в России большую историю использования, начиная с Государственного плана электрификации России (ГоЭлРо) [3]. В Дагестане по плану ГоЭлРо в 1938 году была запущена в эксплуатацию Гергебильская ГЭС мощностью 17,8 МВт [4], строился каскад ГЭС на реке Сулак и считалось, что экономический эффект от ГЭС многократно перевешивает экологические последствия гидроэнергетики [5]. При строительстве Чиркейской ГЭС планировалось, что площадь водохранилища составит 38 км^2, считалось, что только 7,4 % зоны затопления использовалось в сельском хозяйстве. Кроме того, в зону затопления попадало всего одно селение — Старый Чиркей с населением 2500 человек. Планировалось, что благодаря Чиркейскому водохранилищу за счет орошения будет введено 376,5 тысяч га земельного фонда в Присулакской и предгорной низменностях, а также 55,8 тысяч га в Южном Дагестане.

В 90-е годы прошлого века исследователи начали системно оценивать негативные последствия крупного гидроэнергетического строительства [6]. Так, в течение 10 лет после ввода в эксплуатацию Чирюртовской ГЭС водохранилище заилилось. После наполнения Чиркейского водохранилища изменились климатические условия в микрорегионе: изменился температурный режим, повысилась влажность воздуха, увеличилась частота сильных ветров.

Еще одна экологическая проблема возникла в связи с зарегулированием энергетиками реки Сулак. По причине перекрытия плотинами больших водотоков республики побережье Каспия лишается гальки и песка, основных источников природных материалов для пляжей, выносимых реками [7]. А сколько строится радужных прогнозов о перспективах приморских курортов и туристических центров Дагестана!

Строительство ГЭС в Дагестане в 90-х и нулевых годах сопровождалось протестами населения по нескольким причинам: водохранилище одной Ирганайской ГЭС, запущенной в эксплуатацию в 2008 году, занимает площадь 18 км^2. При его создании было затоплено 940 га сельскохозяйственных угодий, перенесено 521 строение [8]. В результате строительства ГЭС и в этом микрорайоне климат сухих субтропиков с 300 и более солнечными днями в году изменился: увеличилась влажность воздуха, появились туманы, снизилось количество солнечных дней. Из-за парникового эффекта начали болеть и высыхать тутовник, грецкий орех, дру-

гие деревья. Из-за изменения микроклимата у местных жителей выросла частота заболеваний органов дыхания [9].

В 2015 г. была введена в эксплуатацию последняя на сегодня крупная в Дагестане Гоцатлинская ГЭС на реке Аварское Койсу. Точно так же, как при строительстве Чиркеской и Ирганайской ГЭС, под водой оказались плодоносящие фруктовые сады республики [10].

Таким образом, строительство каскада ГЭС на Сулаке, с одной стороны, снизило энергодефицит Республики Дагестан, с другой стороны, создало немало экологических проблем.

В программу договоров присоединения мощности (ДПМ) ВИЭ была включена Могохская ГЭС [11] мощностью 49,8 МВт на реке Аварское Койсу чуть ниже Гергебильской ГЭС. Планировалось, что ГЭС будет строиться по плотинно-деривационной схеме без создания водохранилища и без масштабного вреда для экологии. Однако ПАО «Русгидро» в апреле 2024 года приняло решение отказаться от проекта в связи с его экономической невыгодностью [12].

Компания EcoEnergy разработала проект строительства 6 Самурских мини-ГЭС на притоках реки Самур. Проект предполагает возведение и эксплуатацию 6-ти унифицированных мини-гидроэлектростанций с мощностью каждой 990 кВт. Мини-ГЭС строятся по экологичной технологии, предусматривающей деривационную схему работы с мероприятиями по интеграции сооружений в ландшафт и создание рыбопропускных сооружений для миграции рыб, без создания водохранилищ и затопления территорий. Данная модель работы предусматривает использование естественного уклона реки для создания напора в деривации на отдельном участке для выработки электроэнергии и возвращении воды обратно в реку.

Распределенный характер 6-ти мини-ГЭС обеспечит стабильный источник энергоснабжения для горных поселений на основе природоподобной технологии, вписывающейся в окружающую среду без негативных воздействий [13].

Комплексное освоение термальных вод и экология

В Республике Дагестан расположено большое количество законсервированных скважин с низкой минерализацией воды не более 1—3 г/л. [14] Эти скважины могут работать круглый год с максимальной утилизацией теплового потенциала и очисткой воды до состояния, позволяющего использовать ее на водохозяйственные цели. Предлагается следующая схема использования простаивающих скважин: тепло воды используется в системе низкотемпературного напольного отопления с тепловым насосом, а также для нагрева воды в системе снабжения горячей водой. В летний же период часть термальной воды поступает в скважины-теплообменники, восстанавливая тепловое поле вокруг них. Вода, охлажденная в теплообменнике, после химической очистки поступает на потребление [15].

Тепловые насосы не дают вредных выбросов, загрязнение окружающей среды можно связывать только с источником электроэнергии, используемой для работы самого теплового насоса. Общие вредные выбросы при переходе к тепловым насосам для нужд отопления снижаются до 8 раз [16].

В Северном Дагестане имеется более 1000 скважин на выработанных нефтяных и газовых месторождениях глубиной от 2000 до 5000 м. Часть из них с температурой от 100 °С пригодна для производства электроэнергии в бинарных ГеоЭС. Для этих ресурсов, в отличие от артезианских, характерна высокая минерализация с промышленным содержанием редких металлов (литий) и ценных веществ (пищевая соль, магнезия жженная и др.) [17]. После охлаждения вода поступает на химический завод, где рассол очищают от механических примесей неорганического и органического происхождения, ионов железа и HCO_3, затем при помощи литий-алюминиевого концентрата производится осаждение карбоната лития [18]. Пищевую соль, которой также богаты высокоминерализованные термальные воды, получают при помощи выпарки.

Следует учесть, что часть скважин Северного Дагестана содержит естественные радионуклиды, что вызывает необходимость выбора наиболее оптимального способа дезактивации воды [19]. Аэрирование с подщелачиванием гашеной известью до pH примерно 7,5 и последующим отделением образовавшего осадка приводит к получению дезактивированной воды, пригодной в соответствии с экологическими требованиями для заводнения нефтяных пластов.

В отличие от технологий, используемых в «литиевом треугольнике» Южной Америки, требующих огромных расходов воды, что особенно вредно для экологии в аридном регионе [20], технология извлечения ценных компонентов из термальных вод, разработанная и апробированная на опытной установке [21], позволяет использовать воду из скважины для орошения и других водохозяйственных нужд.

В Институте проблем геотермии и возобновляемой энергетики в филиале Объединенного института высоких температур РАН разработан ряд экономически эффективных и экологически обоснованных проектов использования геотермальных ресурсов [22], в том числе проект энергобиологического комплекса на Тернаирском месторождении. Энергобиологический комплекс включает газопоршневую электростанцию, бинарную энергоустановку, рыбные пруды и бассейны для выращивания товарной осетрины, теплично-парниковое хозяйство для выращивания ранних овощей, птицефабрику, водорослевое хозяйство для выращивания спирулины. Строительство комплекса позволит ежегодно поставлять потребителям 5,0 млн кВт · ч электроэнергии и 163 тыс. Гкал тепловой энергии [23]. Все установки, генерирующие электрическую и тепловую энергию в энергобиологическом комплексе за счет энергии термальных вод, являются экологически чистыми, и выработка электроэнергии осуществляется без экологически вредных выбросов в ат-

мосферу газов, без загрязнения почвы и источников воды. Согласно расчетам [23] энергобиологический комплекс позволит обеспечить сокращение выбросов в атмосферу вредных и парниковых газов в объеме около 115 тыс. т ежегодно.

Проекты солнечной и ветровой энергетики и их влияние на экологию региона

Стоимость электроэнергии, генерируемой объектами на ВИЭ, намного превышает цену энергии, поставляемой энергетическими объектами на основе традиционных энергоресурсов, тем не менее наблюдается активный рост возобновляемой энергетики по всему миру. Причина этого в отсутствии расхода органического топлива и соответственно загрязнения окружающей среды. Кроме того, многие государства, в том числе Российская Федерация, субсидируют возобновляемую энергетику по специально разработанным программам [24, 11].

В Республике Дагестан на сегодня действуют две СЭС — Каспийская мощностью 1 МВт, запущенная в эксплуатацию в 2014 году [25], и Южносухокумская мощностью 15 МВт, построенная в 2022 году [26]. Каспийская СЭС, занимающая площадь всего 2,5 га, влияния на экологию практически никакого не оказывает, территория, на которой она установлена, не использовалась для нужд сельского хозяйства.

Принято считать, что СЭС большой площади меняют микроклимат в районе их местоположения вплоть до снижения средней температуры воздуха, кроме того, меняются условия для почвы и растительности при затенении солнечными батареями. Южносухокумская СЭС расположена на аридных землях Северного Дагестана, где, наоборот, постоянная тень и более низкая температура могут дать условия для роста травы, которая не будет выгорать под палящим солнцем в летние месяцы. Таким образом можно решить проблему истощения и опустынивания земель, ставшую особенно актуальной в последние годы из-за причин природного и антропогенного характера [27].

Третья СЭС — Дербентская, входящая в программу ДПМ ВИЭ, мощностью 100 МВт. Проект реализует ООО «Новая энергия», получившая разрешение на строительство в конце сентября 2024 г. [28]. Правительство региона предоставило 305 га земли под строительство. Ведутся переговоры о начале строительно-монтажных работ и поставке оборудования. Общая стоимость проекта составит 6,2 млрд рублей. Для нивелирования экологических последствий Дербентская СЭС устанавливается на неэффективных для сельского хозяйства территориях [29].

В Дагестане также начинается строительство Махачкалинской ВЭС мощностью 12,5 МВт и самой большой в России Новолакской ВЭС мощностью 315 МВт [30]. Махачкалинская ВЭС состоит из пяти ветроустановок (ВЭУ) мощностью 2,5 МВт каждая и является экологически чистым источником энергии, позволяя сократить ежегодные вредные выбросы в атмосферу в количестве 22 500 т углекислого газа

(CO_2), 112,5 т SO_2, 50 т оксидов азота. Ветроэнергетические проекты используют минимальное количество земельных ресурсов на единицу мощности в сравнении с другими источниками энергии. Для одной ВЭУ мощностью 2,5 МВт используется всего около 0,3 га земли, на которых размещается сама установка и подстанция. ВЭУ соединены между собой подъездными путями, занимающими ширину обычной дороги. Кабельные линии прокладываются под землей, а территория между ветряками может использоваться для ведения сельского хозяйства, выпаса скота, растениеводства.

ВЭУ по сравнению с другими механизмами считаются не слишком шумными, их шум меньше, чем, например, от шума машин, проезжающих по автомобильной дороге. На расстоянии в 500 м вклад ВЭУ в инфразвуковые колебания не может быть выделен из фоновых колебаний и природных вибраций. Махачкалинская ВЭС расположена на расстоянии от жилой застройки не менее 1000 м в районе селения Гамиях к северу от Махачкалы, и данное влияние оценивается как несущественное и незаметное для людей [31]. Вибрации, передающиеся через почву, могут ощущаться только на расстоянии до 60 м от ВЭУ. Все указанные параметры не выходят за пределы ограничений, установленных соответствующим ГОСТом [32].

Опасность для птиц возможна лишь в случае их попадания под вращающиеся лопасти ветрогенератора. Площадка Махачкалинской ВЭС не находится на пути миграции перелетных птиц и не затрагивает границ ключевых орнитологических территорий. При реализации проекта Махачкалинской ВЭС будут предусмотрены мероприятия по отпугиванию птиц от работающих ВЭУ и орнитологическому мониторингу.

Новолакская ВЭС с потенциалом мощности в 315 МВт расположится в северной части Республики Дагестан на малопродуктивных для сельского хозяйства землях. При этом сохраняется возможность для развития сельского хозяйства и промышленности в близости от ВЭС. При реализации проекта используются локализованные производством в России ВЭУ компании «НоваВинд» мощностью по 2,5 МВт [33].

Воздействие действующих в Республике Дагестан объектов ВИЭ на окружающую среду в настоящее время незначительно. Изменения микроклимата, произошедшие в районах размещения ГЭС, стали привычной данностью, а водохранилища — источником чистой питьевой воды для жителей городов региона. Вероятные экологические последствия от внедрения проектов ВИЭ в Республике Дагестан нивелируются расположением объектов СЭС и ВЭС в малопригодных для сельского хозяйства засушливых районах, а также продуманным подходом компании EcoEnergy к выбору ВЭУ и размещению ВЭУ и солнечных панелей по территории ВЭС и СЭС.

Республика Дагестан, начиная с 2010 года, является энергодефицитным регионом, где потребление электроэнергии перекрывает генерацию в разные годы на

40—80 % [26]. Проекты ВЭС и СЭС, которые планируется разместить в регионе в рамках программы ДПМ ВИЭ, почти удваивают общую мощность генерации в Дагестане и позволяют свести к нулю дефицит электроэнергии.

Анализ, проведенный исследователями на базе изучения экологического воздействия крупной СЭС [34], показывает, что СЭС оказала положительное влияние на микроклимат региона, физические и химические свойства почвы, разнообразие растительных и микробных сообществ, и реализация фотоэлектрических проектов оказывает положительное влияние на экологию пустынных районов и окружающую среду. Проекты объектов ВИЭ планируется реализовать на аридных землях Северного Дагестана и на непригодных в сельском хозяйстве участках территории Южного Дагестана. Площади непригодных для сельскохозяйственного использования земель в Республике Дагестан составляют 1434,4 тыс. га [35], то есть в регионе имеется более чем достаточное количество свободной территории для установки энергообъектов ВИЭ.

Список использованных источников

1. **Березкин М.Ю., Синюгин О.А.** Парижское соглашение и низкоуглеродное развитие энергетики России. В кн. Энерговедение, география и окружающая среда / под ред. М.Ю. Березкина. Коллективная монография. — М.: ИД «Энергия», 2020. С. 45—53.
2. **Парижское** соглашение. Организация Объединенных Наций, 2015 год. 32 с. [Электронный ресурс] https://unfccc.int/sites/default/files/russian_paris_agreement.pdf (Дата обращения 30.08.2024 г.)
3. **Гвоздецкий В.Л., Будрейко Е.Н.** Манифест о намерениях (к 100-летию плана ГОЭЛРО) // Социология науки и технологий. 2021. Т. 12. № 1. С. 7—33.
4. **Схема** и программа развития электроэнергетики Республики Дагестан на 2020—2024 годы. [Электронный ресурс] https://docs.cntd.ru/document/561696246 (Дата обращения 25 сентября 2024 г.).
5. **Муслимов В.М.** Водноэнергетические ресурсы Дагестана. Махачкала: Дагестанское книжное издательство, 1964. 92 с.
6. **Айгумов А.Д.** Развитие энергетики в Дагестане. Махачкала: «Юпитер», 1994. 144 с.
7. **Тарикулиев И.Я., Цапиева О.К., Эльдаров Э.М.** От топлива к возобновляемым энергоресурсам. В кн.: Современные экологические проблемы Дагестана / Отв. ред. Ш.И. Исмаилов, Э.М. Эльдаров. — Махачкала, 1994. С. 44—60.
8. **Возобновляемая** энергия. Гидроэлектростанции России / М.И. Дворецкая, А.П. Жданова, О.Г. Лушников, И.В. Слива. — СПб.: Издательство Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, 2018. 224 с.
9. **Алигаджиев М.М., Эльдаров Э.М.** Социально-политические и экологические последствия гидроэнергетического строительства в Унцукульском районе Дагестана // Региональные аспекты социальной политики. 2018. № 20. С. 89—102.

10. **Эльдаров Э.М., Гаджиев М.Д.** Социально-экологические последствия заполнения водохранилищ Сулакского каскада гидроэлектростанций // Туризм и геоэкология горных регионов: Сборник материалов I всероссийской научно-практической конференции. БИЦ Горно-Алтайского государственного университета, 2023. С. 125—131.

11. **Алхасов А.Б., Аликеримова Т.Д., Ниналалов С.А.** Программа договоров предоставления мощности как средство стимулирования и поддержки возобновляемых источников энергии в России // Региональные проблемы преобразования экономики. 2021. № 4. С. 37—45.

12. **Зиньковская А.** «РусГидро» намерена отказаться от проекта Могохской ГЭС в Дагестане. РБК.Кавказ. 24.04 2024 г. [Электронный ресурс] https://kavkaz.rbc.ru/kavkaz/freenews/6629fd1a9a794775579567e1 (Дата обращения 27.09.2024 г.).

13. **Самурские** мини-ГЭС. EcoEnergy. [Электронный ресурс] https://ecoenergy.group/samur_mini (Дата обращения 27.09.2024 г.).

14. **Освоение** низкопотенциального геотермального тепла / А.Б. Алхасов, М.Г. Алишаев, Д.А. Алхасова и др.; под ред. Академика В.Е. Фортова. — М.: ФИЗМАТЛИТ. 2012. 280 с.

15. **Комплексное** освоение геотермальных ресурсов / А.Б. Алхасов, Д.А. Алхасова, Р.М. Алиев, А.Ш. Рамазанов // Юг России: экология, развитие. 2016. Т. 11. № 1. С. 149—158.

16. **Петин Ю.М.** Новое поколение тепловых насосов для целей теплоснабжения и эффективность их использования в России // Перспективы энергетики. 2004. Т. 8. С. 27—38.

17. **Комплексная** переработка минерализованных геотермальных вод / А.Ш. Рамазанов, М.А. Каспарова, И.В. Сараева и др.// Экология и промышленность России, 2016. Т. 20. № 2. С. 14—17.

18. **Перспективы** комплексного освоения высокопараметрических геотермальных рассолов / А.Б. Алхасов, Д.А. Алхасова, А.Ш. Рамазанов, М.Л. Каспарова // Теплоэнергетика. 2015. № 6. С. 11—17.

19. **Решение** экологических проблем при комплексном использовании геотермальных минерализованных вод Северного Дагестана / А.Ш. Рамазанов, М.А. Каспарова, И.В. Сараева и др. // Юг России: экология, развитие. 2016. Т. 11. № 4. С. 129—138.

20. **Добыча** лития разрушает экологию региона? [Электронный ресурс] https://www.gadget-style.ru/55808-salar-de-atacama-lithium-ecology/ (Дата обращения 25.9 2024 г.).

21. **Освоение** геотермальной энергии / А.Б. Алхасов, Д.А. Алхасова, М.Г. Алишаев и др. // под ред. В.Е. Фортова. — М.: ФИЗМАТЛИТ, 2022. 320 с.

22. **Перспективы** крупномасштабного использования геотермальной энергии в Республике Дагестан / Р.М. Алиев, В.А. Васильев, М.И. Исрапилов, Г.Б. Бадавов // Изв. РАН. Энергетика. 2010. № 5. С. 125—131.

23. **Светличная Т.В., Бадавов Г.Б., Чернявский А.А.** Экологические аспекты применения глубокозалегающих геотермальных вод в энергобиологических комплексах (на примере разведанных геотермальных месторождений Дагестана) // Труды РГУ нефти и газа им И.М. Губкина. 2014. № 3 (276). С. 5—17.

24. **Мировой** опыт стимулирования и поддержки возобновляемой энергетики и перспективы его применения в России / А.Б. Алхасов, Т.Д. Аликеримова, Д.К. Джаватов, С.А. Ниналалов // Региональные проблемы преобразования экономики, 2021. № 4. С. 7—20.

25. **В Каспийске** торжественно открыли самую крупную солнечную электростанцию в России. РИА «Дагестан». 24.12.2013 г. [Электронный ресурс] https://riadagestan.ru/news/politics/v_kaspiyske_torzhestvenno_otkryli_samuyu_krupnuyu_solnechnuyu_elektrostantsiyu_v_rossii/ (Дата обращения 29.09.2024 г.).

26. **Роль** возобновляемых источников энергии в снижении энергетического дефицита Республики Дагестан / Т.Д. Аликеримова, А.Б. Алибеков, И.А. Магомедов, С.А. Ниналалов: Сборник докладов Школы молодых ученых «Возобновляемые источники энергии и приоритеты научно-технологического развития энергетики России». Москва, 2022. С. 27—34.

27. **Теймуров С.А., Казиев М.-Р. А., Ибрагимов К.М.** Оценка современного состояния опустыненных земель Кизлярских пастбищ // Научно-агрономический журнал. 2024. № 2. С. 37—44.

28. **Ниналалов С.** Программа по строительству в Дагестане новых возобновляемых источников энергии нацелена на достижение энергетической независимости республики. РИА «Дагестан». 29.09.2024 г. [Электронный ресурс] https://riadagestan.ru/news/society/said_ninalalov_programma_po_stroitelstvu_v_dagestane_novykh_vie_natselena_na_dostizhenie_energeticheskoy_nezavisimosti_respubliki/ (Дата обращения 30.09 2024 г.).

29. **Дербентская** СЭС. EcoEnergy. [Электронный ресурс] https://ecoenergy.group/derbent (Дата обращения 29.09.2024 г.).

30. **Перспективы** развития электроэнергетики в Республике Дагестан до 2035 года / А.А. Азизов, А.Б. Алибеков, Т.Д. Аликеримова и др. // Региональные проблемы преобразования экономики, 2022. № 12. С. 153—160.

31. **Махачкалинская** ВЭС. EcoEnergy. [Электронный ресурс] https://ecoenergy.group/ innerpr (Дата обращения 29.09.2024 г.).

32. **ГОСТ Р 54418.1—2023.** Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Часть 1. Технические требования. [Электронный ресурс] https://docs.cntd.ru/document/1304634009 (Дата обращения 01.10.2024 г.).

33. **Новолакская** ВЭС. EcoEnergy. [Электронный ресурс] https://ecoenergy.group/novolaks (Дата обращения 29.09 2024 г.).

34. **Assessment** of the ecological and environmental effects of large-scale photovoltaic development in desert areas / Wei Wu, Hang Chen, Chen Li et el. // Scientific Reports. V. 14. Article number: 22456 (2024).

35. **Баламирзоев М.А., Мирзоев Э.М.-Р.** Почвы Дагестана, геоэкологические проблемы их охраны и рационального использования // Юг России: экология, развитие. 2008. № 2. С. 78—84.

ВОЗМОЖНОСТИ ПОКРЫТИЯ ДЕФИЦИТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ДАЛЬНЕВОСТОЧНОМ ФЕДЕРАЛЬНОМ ОКРУГЕ ЗА СЧЕТ ИНТЕГРАЦИИ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Арапов М.А., аспирант, arapovm@gmail.com,
Шарапов С.А., sharapov.sa@yandex.ru,
Кряжев А.С., a.s.kryazhev@gmail.com,
ОИВТ РАН, Москва

Ключевые слова: покрытие энергодефицита, баланс электроэнергии, энергосистема, ВИЭ.

В статье рассмотрен сценарий покрытия энергодефицита за счет возобновляемых источников электроэнергии при резком росте потребления и отсутствии возможности оперативного ввода дополнительных мощностей традиционной генерации.

Дальний Восток характеризуется высокими темпами роста потребления электрической энергии. В 2023 г. рост потребления электричества на Дальнем Востоке составил 3,5 % против 1,4 % в среднем по России, сообщил президент России Владимир Путин на ВЭФ-2024. Также Владимир Владимирович подчеркнул, что потребление электроэнергии в регионах Дальневосточного федерального округа будет ежегодно увеличиваться в среднем на 5 % до 2030 г. (рис. 1).

К 2027 году дефицит электрической энергии составит 11 387 млн кВт·ч, а к 2023 году — 10 702 млн кВт·ч (с учетом реализации мероприятий по вводу мощности на Партизанской ГРЭС (280 МВт), Артемовской ТЭЦ-2 (Шкотовской ТЭЦ) (440 МВт), Владивостокской ТЭЦ-2 (37 МВт), Хабаровской ТЭЦ-4 (Южной ТЭЦ) (410 МВт), Нерюнгринской ГРЭС (450 МВт), Якутской ГРЭС-2 (2-я очередь) (Туймаада ТЭЦ) (160 МВт), Южно-Якутской ТЭС (330 МВт), Якутской ГРЭС Новая (50 МВт)). Дефицит электроэнергии к 2027 году (11 387 млн кВт·ч) эквивалентен 1752 МВт максимальной установленной мощности Гарантированной генерации, а к 2030 году (10 702 млн кВт·ч) — 1 647 МВт.

На основании анализа перспективных режимов работы ОЭС Востока потребность в активной мощности для покрытия дефицита в ОЭС Востока имеет следующее территориальное распределение (рис. 2):

– не менее 299 МВт в энергорайоне ОЭС Востока, ограниченном КС «Районная — Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС — НПС-18», в том числе не менее 185 МВт в Центральном районе энергосистемы Республики Саха (Якутия);

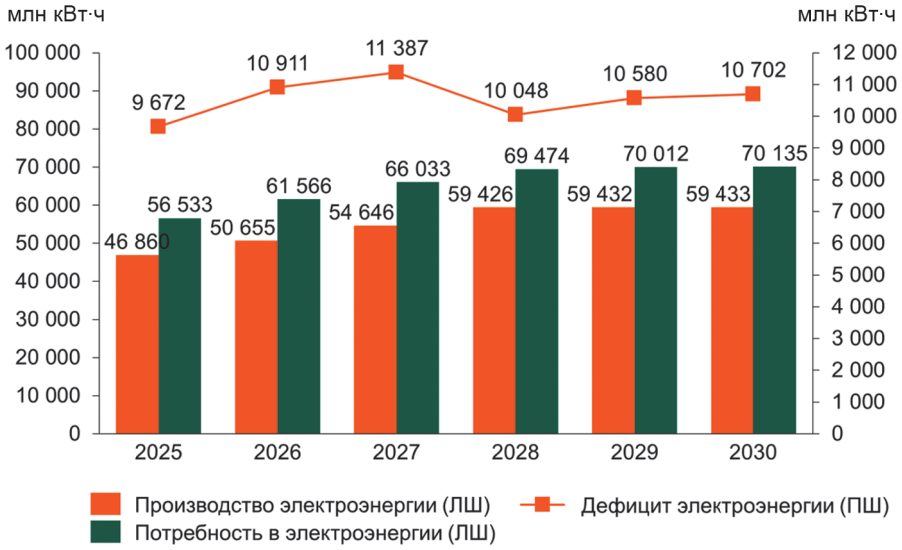


Рис. 1. Прогноз баланса и дефицита электрической энергии в ДФО, млн кВт · ч [1]

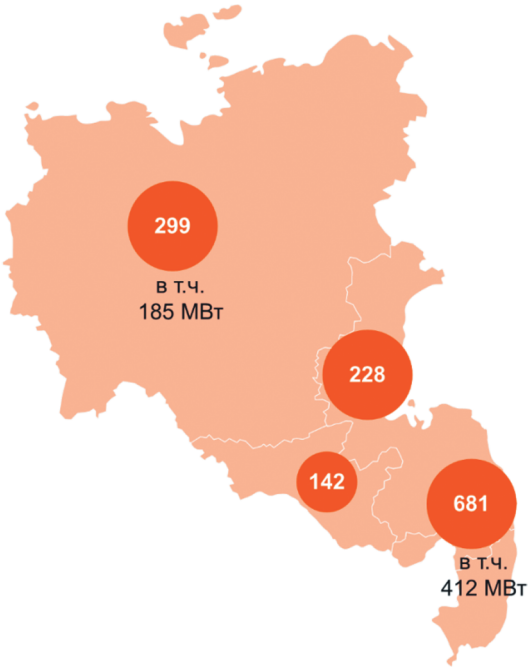


Рис. 2. Потребность в активной мощности для покрытия дефицита электроэнергии в Объединенной энергосистеме Востока, МВт

– не менее 142 МВт на территории центральной части энергосистемы Амурской области;

– не менее 228 МВт в северной части энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области;

– не менее 681 МВт за КС «Переход через Амур», в том числе не менее 412 МВт в южной части энергосистемы Приморского края.

Дальневосточный федеральный округ (ДВФО) РФ обладает существенным потенциалом в солнечной энергетике: продолжительность солнечного сияния на территории ДВФО составляет свыше 1700 часов в год.

Учитывая рост максимума потребления мощности и электроэнергии уже в 2027 году, а также циклы строительства объектов Гарантированной генерации, единственно возможным путем развития энергосистемы является строительство солнечных электрических станций (СЭС). Кроме скорости ввода в работу СЭС стоит отметить следующие преимущества:

1) экологичность;

2) способность регулирования напряжения в рамках заданного диапазона;

3) возобновляемый источник электроэнергии;

4) длительный срок эксплуатации;

5) простота обслуживания и эксплуатации;

6) надежность;

7) безопасность с точки зрения охраны труда;

8) развитие инновационных технологий в отечественной промышленности;

Сегодня уже ведется внестадийная работа по вводу мощности СЭС на Дальнем Востоке. Планируется к вводу СЭС суммарной установленной мощностью порядка 1 ГВт.

Солнечные электростанции в дневные часы несут значимую нагрузку и, соответственно, участвуют в покрытии дневного максимума электропотребления, в то время как в вечерние часы их нагрузка близка к нулю и, соответственно, они практически не участвуют в покрытии вечернего максимума электропотребления.

Данную проблему возможно решить с учетом применения крупных систем накопления электроэнергии, которые будут устанавливаться на территории СЭС, что снизит капитальные затраты в части технологического присоединения на интеграцию систем накопления электрической энергии (СНЭЭ) в электросетевой комплекс.

В данной работе рассмотрена интеграция СЭС с конструкцией с фиксированным углом и системой слежения за солнцем (трекером) и интеграция СНЭЭ с установкой в наиболее энергодефицитных районах ДВФО (Еврейская автономная область, Хабаровский край и Приморский край) (рис. 3).

Результаты расчета показывают, что с учетом среднего профиля генерации в декабре и июне указанные параметры СЭС и СНЭЭ позволяют обеспечить минимальный энергодефицит в суточном разрезе, т.е покрыть дефицитную электроэнергию за счет выработки СЭС и СНЭЭ для рассматриваемых регионов ДВФО.

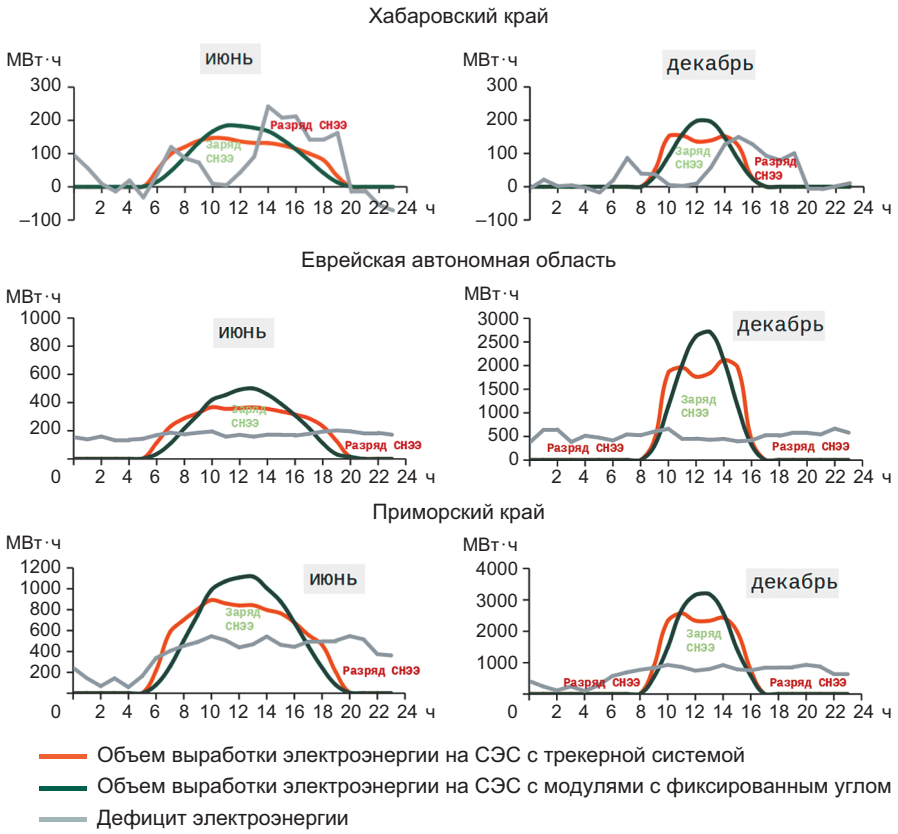


Рис. 3. Суточные объемы выработки электроэнергии на СЭС в регионах ОЭС Востока в летний и зимний сезоны для нулевого дефицита в сутки

С учетом прогнозных данных по потреблению электроэнергии на 2026 год данные конфигурации позволят обеспечить от 5,47 % для Хабаровского края, до 100 % для Еврейской автономной области доли электроэнергии в рассматриваемых районах.

Выбор оптимального решения по критерию технико-экономических затрат будет проведен в дальнейших исследованиях. В качестве альтернативы СНЭЭ возможно рассмотреть интеграцию ветроэлектростанций для выравнивания графика генерации в течение суток, а также рассмотреть возможности регулирования на базе существующих гидроэлектростанций в регионе для оптимизации баланса

Выводы и дальнейшие шаги

Реализация проектов на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ) на Дальнем Востоке позволит сократить потребление завозимого топлива (от 15 до 70 %), сэкономить на издержках по его транспортировке и обеспечить круглосуточный режим

электроснабжения потребителей независимо от их места проживания. Сокращение затрат на завозное топливо также позволит направить сэкономленные бюджетные средства на другие социально значимые вопросы макрорегиона. За счет «зеленой энергетики» можно будет снизить уровень выбросов от электростанций, работающих на традиционных видах топлива. Изменение экологической обстановки, а также ситуации с электро- и энергоснабжением позволит улучшить качество жизни местного населения, привлечь новых жителей, а также простимулирует освоение земельных участков в рамках проекта «Дальневосточный гектар».

Разница в графике потребления электроэнергии и графике генерации на СЭС с учетом сезонного и стохастического факторов требует установки буферных источников, таких как СНЭЭ, для перераспределения избытка электроэнергии от СЭС для покрытия пиков потребления.

По критерию нулевого суточного баланса СЭС + СНЭЭ и дефицита электроэнергии для рассматриваемых регионов возникает значительная разница в величине установленной мощности СЭС в зависимости от сезона. Выбор параметров СЭС и СНЭЭ основан на усреднении необходимой мощности СЭС и СНЭЭ в зависимости от сезона, что позволяет оптимизировать капитальные затраты на проект с учетом стохастического характера работы СЭС и стремления профиля выработки к среднегодовым параметрам. В качестве альтернативы СНЭЭ или оптимизации необходимой энергоемкости возможно рассмотреть интеграцию ветроэлектростанций для выравнивания графика генерации в течение суток (с учетом того, что профиль выработки ветроэлетростанций позволяет обеспечить участие ВЭС в вечерних пиках энергопотребления региона, особенно в прибрежных регионах, а КИУМ ВЭС в среднем может варьироваться от 30 до 40 %). Также возможно рассмотреть регулирования на базе существующих гидроэлектростанций в регионе для оптимизации энергетического баланса. Выбор оптимального решения по критерию технико-экономических затрат будет проведен в дальнейших исследованиях.

Список использованных источников

1. https://www.so-ups.ru/future-planning/public-discussion-sipr/public-discussion-sipr-2025-2030/
2. https://gipro.su/base/investicionnaya-programma-rosseti-fsk/
3. https://solargis.com/ Полная горизонтальная инсоляция (GHI), диффузная горизонтальная инсоляция (DHI) и температура окружающей среды на базе спутниковых данных для места реализации проекта за период с января 1999 года по март 2022 года.
4. **PVsyst 7.4.** Программное обеспечение для моделирования фотоэлектрических систем и электростанций.

ИССЛЕДОВАНИЕ СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ДЛЯ СЕЛЬСКОЙ МИКРОСЕТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Аветисян А.С., магистрант, avetisyan_geven@mail.ru,
ИрНИТУ, г. Иркутск

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, микросеть, генерация энергии, анализ технико-экономических характеристик.

Микросети играют важную роль в обеспечении энергией удаленных местностей. Особенно в сельской местности они становятся незаменимым источником надежной и доступной электроэнергии, используя местные возобновляемые источники, такие как солнечная, гидроэнергетика и энергия ветра. Такое разнообразие источников позволяет снизить зависимость от ископаемого топлива и минимизировать потери при передаче. Микросети также находят свое применение в коммунальных предприятиях, где они используются для обеспечения резервного питания, особенно в критической инфраструктуре, такой как больницы и центры обработки данных.

В данной статье проанализированы возможности применения энергетических микросетей в сельском хозяйстве через внедрение ряда возобновляемых источников энергии. Авторы исследования рассмотрели различные способы генерации энергии и выявили все преимущества и недостатки каждого источника, чтобы определить наиболее подходящие варианты для создания микросети в сельской местности. Был проведен анализ текущего состояния и проблем с электроснабжением отдаленных секторов сельской местности, а также изучены принципы применения микросетей для решения данных проблем. В процессе исследования была проведена оценка эффективности автономных локальных микросетей, а также осуществлен анализ технических и экономических параметров применения указанных способов генерации электроэнергии.

Введение

Микросеть является сектором электроэнергетики, который постепенно развивается. В отличие от децентрализованных систем микросети обладают несколькими преимуществами. Этот вид электрообеспечения для сельской местности работает

следующим образом: несколько автономных потребителей с разными источниками возобновляемой энергии, такими как солнечная и ветровая, а также биотоплива, объединяются в общую микросеть в зависимости от особенностей местности. В области возобновляемой энергетики осуществляются производство, передача, преобразование, накопление и потребление электрической, тепловой и механической энергии с использованием возобновляемых источников. Однако в последнее время, поскольку энергетические мощности перешли в руки частных компаний, строительство крупных электростанций замедлилось, что привело к затягиванию процесса расширения энергетических сетей в новых регионах. Распределительные компании расширяют энергетические сети в пределах своей доступности, учитывая наличие свободной энергетической мощности и за счет потребителей. Небольшие поселения, находящиеся далеко от централизованных линий, часто не могут позволить себе прокладку протяженных линий электропередач и вынуждены обеспечивать себя энергией самостоятельно, создавая локальные сети. Такие сети зачастую состоят из дизельных электростанций напряжением 380/220 В, распределительных устройств и линий электропередач длиной 2—3 км. Электроснабжение в этих населенных пунктах обычно осуществляется по графику, а не круглосуточно. Объясняется это тем, что круглосуточная работа дизельной электростанции в недогруженное время имеет низкую эффективность и высокую себестоимость электроэнергии. Из-за этого некоторые потребители, недовольные таким электроснабжением, устанавливают свои собственные электростанции для устранения дефицита электроэнергии, такие как домашние дизельные и бензиновые электростанции, солнечные преобразователи, ветрогенераторы, сетевые инверторы и т. д. Однако даже имея дополнительные источники энергии сложно достичь высокой экономической эффективности электроснабжения.

Применение солнечных электростанций (СЭС) в микросетях сельских потребителей предоставляет возможность объединения производства тепловой и электрической энергии, равно как на СЭС прямого типа (преобразование солнечной энергии в электрическую с помощью фотоэлементов), так и на СЭС косвенного типа (использование солнечной энергии для нагрева воды и последующего превращения ее в пар, электроэнергия при этом генерируется через турбогенератор). Это существенно повышает энергоэффективность всего сельскохозяйственного комплекса.

Использование технологий пассивной солнечной архитектуры в системах энергообеспечения зданий является эффективным способом сокращения затрат на отопление, освещение, вентиляцию и кондиционирование новых зданий на 20—30 %, не прибегая к дополнительным строительным затратам [1]. Важно отметить, что с 2009 по 2015 год стоимость фотоэлементов снизилась на 60 % [2]. На сегодняшний день стали доступны готовые решения «под ключ» для внедрения солнечных электростанций в имеющиеся системы электроснабжения, что реализует группа

компаний «Хевел». К 2025 году «Хевел» планирует возвести шесть комплексов солнечных электростанций в Краснодарском крае, при этом общая сумма инвестиций в данные проекты составит 16,5 млрд рублей. [3]. Однако использование солнечных электростанций в микросетях ограничено зависимостью от характеристик фотоэлементов (КПД, стоимость и другие факторы), колебаниями в производстве солнечной электроэнергии как в течение года, так и в течение суток, неравномерным распределением солнечной энергии в различных географических регионах, необходимостью использования инверторов и накопителей электрической и/или тепловой энергии (например, «солнечных прудов») для повышения эффективности, управлением режимами работы солнечных электростанций и необходимостью занимать большие площади для установки солнечных батарей, а также длительным сроком окупаемости таких солнечных электростанций.

При рассмотрении применения ветроэнергетических установок (ВЭУ) в микросетях сельских потребителей необходимо учитывать специальный технико-экономический критерий эффективности, представляющий собой период окупаемости капитальных затрат на ВЭУ (в годах). Однако использование ветроэнергетических систем имеет свои недостатки. Производство электрической энергии на ВЭС характеризуется переменным характером, требованием установки дополнительного оборудования для обеспечения стабильности режимов работы, таких как накопители электрической энергии, инверторы, балластное сопротивление. Также возникают трудности в оперативном и автоматическом управлении режимами работы и в коммерческом регулировании. Дополнительно применение ВЭС оказывает неоднозначное влияние на окружающую среду. Несмотря на отсутствие выбросов вредных веществ в атмосферу, лопасти ВЭУ оказывают негативное влияние на птиц, а также создают вибрации и звуковые колебания, которые могут воздействовать на животных и человека при вращении ВЭУ.

По оценкам общий потенциал ветроэнергетики в России составляет 80 000 ТВт · ч/год, из которых 6218 ТВт · ч/год экономически целесообразны.

Ветроэнергетический потенциал сконцентрирован в трех основных зонах, что можно увидеть на рис. 1:

– север России, а именно побережье Северного Ледовитого океана;
– южные районы в европейской части РФ;
– прибрежные районы субъектов Дальневосточного федерального округа.

Максимальная средняя скорость ветра приходится в этих районах на осень и зиму.

Одним из методов повышения эффективности использования ветроэнергетических установок (ВЭС) в микросетях сельского хозяйства является непосредственное использование полученной от ВЭС электроэнергии для нагрева воды, которая в дальнейшем будет использоваться для обеспечения теплоснабжения помещений и горячего водоснабжения. Этот метод можно осуществить с помощью использо-



Рис. 1. Ветровой потенциал России:
1 — выше 6 м/с; *2* — от 3,5 до 6 м/с; *3* — до 3,5 м/с

вания теплоаккумуляторов и системы автоматического выравнивания положения ВЭУ в соответствии с направлением ветрового потока.

Стоит отметить, что работа ветряных станций не загрязняет атмосферу, почву и воду, не создает отходы в виде выбросов токсичных газов. В отличие от ископаемого топлива и атомных электростанций энергия ветра потребляет минимум воды. Это делает данный источник энергии ключом к сохранению гидрологических ресурсов.

Извлечение энергии из биотоплива значительно отличается в зависимости от типа биологического сырья, его характеристик и методов, используемых для извлечения. Биоматериалы, как правило, можно разделить на две основные категории: сухие и влажные. Что касается сухого сырья, то наиболее эффективными способами получения тепловой энергии являются термохимические методы, такие как пиролиз, газификация и прямое сжигание. В отличие от этого влажное сырье лучше всего перерабатывать биохимическими методами, при которых получается либо биогаз, либо жидкое топливо.

На рис. 2 предоставлена схема биогазовой установки, которая позволяет извлекать дополнительную выгоду из биологических отходов. Она обеспечивает практически безотходное производство и дает возможность получить удобрение высокого качества и биогаз.

Российская промышленность и научные учреждения имеют значительное количество инновационных решений и разработок в области производства биогаза [4—6]. После предварительной обработки топлива осуществляется процесс конвертации тепловой энергии в электрическую с использованием различных типов генераторов, таких как турбогенераторы, газопоршневые и парогазовые установки. В отличие от солнечных и ветровых электростанций здесь отсутствует необходи-

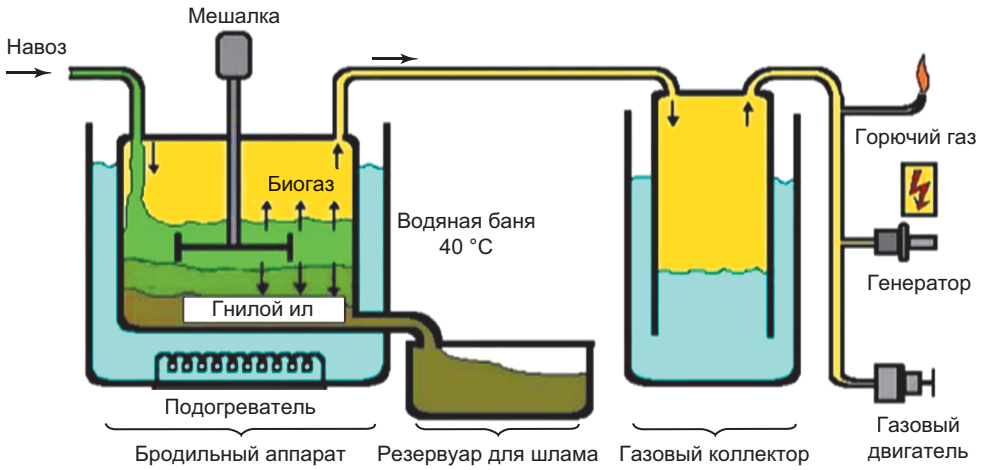


Рис. 2. Принципиальная схема биогазовой установки

мость в дополнительном оборудовании, таком как инверторы или батареи. Биоэнергетические системы также могут использовать технологии когенерации, позволяя одновременно производить тепловую и электрическую энергию, а также применять абсорбционные холодильные установки.

Применение биоэнергетических установок является эффективным способом утилизации отходов различных видов сельскохозяйственного производства, а также (в некоторых случаях) позволяет получить ценный побочный продукт — чистые органические удобрения [7]. Биоэнергетика может быть вспомогательным элементом сельского хозяйства или же специализированным направлением. Например, организация производства биотоплива, древесных или топливных паллет может способствовать созданию новых рабочих мест, конверсии и модернизации сельского хозяйства.

Создание эффективной микросети с использованием возобновляемой энергии на базе биоэнергетических установок требует комплексного подхода и тщательного технико-экономического обоснования всех решений в процессе реконструкции или строительства сельскохозяйственного предприятия, а также разработки экономических моделей с высокой степенью детализации. Важным аспектом является анализ доступных ресурсов — от биомассы до солнечной и ветровой энергии. Необходима оценка потенциальной генерации энергии и ее соответствия потребностям предприятия.

Ключевым элементом успешной реализации таких проектов является интеграция интеллектуальных систем управления, которые обеспечивают оптимизацию потребления и генерации энергии. Это позволяет сократить затраты и повысить устойчивость микросети к внешним воздействиям. Важно также внедрять

системы накопления энергии, что поможет сгладить колебания в производстве и потреблении.

Экономический анализ, направленный на оценку эффективности инвестиций, должен учитывать не только первоначальные затраты, но и долгосрочные результаты эксплуатации. Прогнозирование доходов от продажи избыточной энергии и сокращение затрат на электроэнергию является необходимым этапом в обосновании проектов. Основываясь на полученных данных, можно принимать взвешенные решения для достижения устойчивого развития сельскохозяйственного сектора.

Особенности построения микросетей с применением ВИЭ

Одним из наиболее эффективных способов использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) является обеспечение электроснабжения объектов сельского хозяйства, расположенных в изолированных энергорайонах. Обычно в таких районах используются дизельные электростанции (ДЭС), а для производства тепла используются дизельные, мазутные и угольные котельные. Однако производство электрической энергии и тепла на таких ДЭС и котельных неэффективно из-за изношенного оборудования, неэкономичных режимов работы, дороговизны дизельного топлива и его доставки в удаленные энергорайоны.

Примером построения микросети с применением ВИЭ является автономная гибридная энергоустановка (АГЭУ) в селе Менза Забайкальского края. Объект состоит из двух дизельных генераторов по 200 кВт каждый (один из них резервный), фотоэлектрических солнечных модулей суммарной мощностью 120 кВт, накопителя энергии емкостью 300 кВт·ч, комплекта инверторов и программного обеспечения. Оборудование настроено таким образом, что в локальную сеть в приоритетном порядке поступает электроэнергия, вырабатываемая солнечной электростанцией.

Также крупным примером может служить проект компании «Тесла» на острове Кауаи (штат Гавайи, США). Здесь установлена солнечная электростанция мощностью 13 МВт и накопители энергии емкостью 52 МВт·ч, что позволяет экономить 6 млн литров дизельного топлива в год.

Использование балластных резисторов, накопителей электрической и тепловой энергии, а также систем автоматизированного управления электрическими нагрузками потребителей в микросети способствует снижению необходимой мощности возобновляемых источников энергии (ВИЭ), позволяет эффективно управлять параметрами электрических режимов микросети и улучшает ее финансовые характеристики. Проблема хранения тепловой и электрической энергии является основной при создании систем электроснабжения на базе ВИЭ. В зависимости от типа сельскохозяйственного производства существуют разные требования к качеству энергии, при этом требования к качеству электрической энергии часто выше, чем

к тепловой. Характеристики и цена накопителей электрической энергии зависят от используемых материалов и технологий. Применение элементов с высокой емкостью и мощностью увеличивает эффективность микросетей, но и приводит к удорожанию. Один из способов накопления электрической энергии заключается в оптимизации работы электроприемников в сельском хозяйстве, например в запуске насосов для заполнения водохранилищ или зарядке электрооборудования в периоды низкого потребления. Соединение микросетей с распределительными сетями национальной энергосистемы позволяет уменьшить емкость и мощность накопителей в микросетях, что обеспечивает возможность передачи излишков энергии и повышения надежности всей системы.

Заключение

Во-первых, внедрение возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в действующие сельские электросети через создание микросетей существенно повысит их технические и экономические параметры. Это будет способствовать улучшению сельской инфраструктуры и повышению уровня жизни людей, проживающих в деревнях. Кроме того, такой подход окажет значительное положительное воздействие на экологическую ситуацию.

Во-вторых, распространение микросетей с возобновляемыми источниками энергии будет способствовать развитию розничных рынков электроэнергии, на законодательном основании постановления Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии». Постановление создает правовые основы функционирования розничных рынков электрической энергии, определяет основные положения и правила полного или частичного ограничения режима потребления электрической энергии. Экономические основы взаимодействия участников микросетей включают:

1) регулирование спроса и предложения энергии. Участники оптимизируют свои действия, определяя объем электроэнергии для расхода, покупки или продажи в определенные периоды, при этом применяются штрафы и бонусы для достижения баланса электроэнергии с минимальными затратами;

2) определение точки безубыточности, когда производство и распределение электроэнергии внутри микросети оказывается дешевле, чем расширение распределительной сети и закупка электроэнергии у энергосбытовой компании. Точка безубыточности индивидуальна и зависит от расположения объектов распределительной сети и уровня электропотребления;

3) использование рыночных механизмов, которые оптимизируют выбор точки подключения микросети к распределительной сети с учетом пространственных и мощностных параметров.

Кроме того, создание микросетей на основе мультиконтактных коммутационных систем решит множество задач, таких как:

– повышение надежности энергоснабжения, поддержание энергоснабжения объекта во время отключений электросети;

– обеспечение бесперебойной работы основных услуг в районах, подверженных перебоям в подаче электроэнергии или с ненадежным подключением к сети, например здравоохранение, образование и реагирование на чрезвычайные ситуации;

– содействие развитию отдаленных районов. Микросети обеспечивают энергетическое решение для отдаленных районов, которые трудно подключить к традиционной энергосистеме.

Список использованных источников

1. **Еделев А.В., Карамов Д.Н., Башарина О.Ю.** Моделирование автономной микросети // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2023. № 3 (31). С. 74—85. DOI 10.25729/ESI.2023.31.3.007. — EDN SYMVYS.
2. **Гурина Л.А., Томин Н.В.** Разработка комплексного подхода к обеспечению кибербезопасности взаимосвязанных информационных систем при интеллектуальном управлении сообществом микросетей // Вопросы кибербезопасности. 2023. № 4 (56). С. 94—104. — DOI 10.21681/2311-3456-2023-4-94-104. — EDN KUWHIP.
3. **Гурина Л.А., Айзенберг Н.И.** Поиск эффективного решения по обеспечению защиты от киберугроз сообщества микросетей со взаимосвязанными информационными системами // Вопросы кибербезопасности. 2023. № 3 (55). С. 37—49. DOI 10.21681/2311-3456-2023-3-37-49. — EDN QGUYTV.
4. **Гусаров В.А.** Разработка генерирующего комплекса сельской микросети с применением возобновляемых источников энергии : дисс. на соискание ученой степени докт. техн. наук. 2019. 387 с. EDN RWZQAK.
5. **Домышев А.В., Барахтенко Е.А., Илюшин П.В.** Обзор современных подходов к построению систем мультиагентного управления микросетями // Электроэнергия. Передача и распределение. 2023. № 3 (78). С. 46—56. — EDN ZROJIP.
6. **Илюшин П.В., Вольный В.С.** Обзор структур микросетей низкого напряжения с распределенными источниками энергии // Релейная защита и автоматизация. 2023. № 1 (50). С. 68—80. — EDN JLAJFL.
7. **Вольный В.С., Илюшин П.В.** Обзор принципов построения и методов управления режимами микросетей переменного тока низкого напряжения // Релейная защита и автоматизация. 2023. № 2 (51). С. 28—41. — EDN BDZSKK.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕПЛОАККУМУЛИРУЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ГЕЛИОТЕРМАЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Багаматов Г.З., инженер, bagamatovw@gmail.com,
Дибиров Я.А., канд. хим. наук, старший научный сотрудник, jakhya@yandex.ru,
ИПГВЭ ФОИВТ РАН, г. Махачкала

Ключевые слова: теплоаккумулирующий материал, гелиотермальные установки, удельная теплоемкость, теплота фазового перехода.

В статье представлен обзор подбора ряда эффективных теплоаккумулирующих составов с диапазоном рабочих температур 30—100 °С для применения в гелиотермальных установках. Указаны наиболее перспективные области применения солнечных энергоустановок с применением тепловых аккумуляторов. Предложены эффективные способы устранения возможных проблем при применении тепловых аккумуляторов.

Аккумулирование тепла в различных солнечных системах нацелено на бесперебойное выполнение функций, соответствующих предназначению гелиотермальных установок. Такие установки могут быть использованы не только в целях отопления и обеспечения горячей водой, но также и для решения ряда других задач в виде сушки практически любого влажного исходного материала, подогрева воды в бассейнах и прудах, опреснения и дистилляции воды, подогрева реакторов в биогазовых установках и др. К примеру, в солнечных водонагревательных системах (СВУ) использование тепловых накопителей дает возможность обеспечивать потребителей горячей водой в круглосуточном режиме в зависимости от их потребностей.

Использование тепловых аккумуляторов в гелиотермальных системах эффективно решает проблему нерегулярного поступления солнечной энергии. Даже в ясные дневные часы необходимый объем энергии при нужной температуре теплоносителя СВУ можно получить всего в течение нескольких часов до и после полудня. Так, гелиотермальные установки для обогрева помещений могут поддерживать температуру теплоносителя на уровне 60 °С лишь примерно три часа в течение дня (до полудня и после) [1, 2]. Поскольку в этих системах наблюдается несоответствие между периодами потребления и производства тепловой энергии, необходимо накапливать ее в одни часы суток и использовать в другие.

При разработке определенного теплового аккумулятора должны быть учтены требования по важным теплофизическим параметрам выбранного теплоаккумули-

рующего состава для конкретного потребителя. Для пользователей солнечной энергетики чаще всего востребованы кратковременные (иногда и среднесрочные) низкотемпературные тепловые аккумуляторы, основанные на теплоемкости и фазовых переходах.

Использование тепловых аккумуляторов для гелиотермальных установок должно обязательно сопровождаться анализом экономической целесообразности применения теплового аккумулятора. Важнейшими аспектами для таких анализов являются следующие факторы: выбор подходящего теплоаккумулирующего состава, расчет габаритов и массы контейнеров с этим составом, определение оптимальной конфигурации контейнеров и места их установки относительно обогреваемого объекта, применение теплообменников (если требуется) и др. Также следует учитывать, что рабочие характеристики теплового аккумулятора зависят от установленного температурного режима накопления энергии, возможности изменения давления теплоносителя, который проходит через рабочее тело, а также от тепловых потерь через корпус контейнера.

Для оценки эффективности теплового аккумулятора пользуются понятием *плотности аккумулируемой энергии*, количественно равной значению тепловой энергии, запасаемой одним кубометром теплоаккумулирующего состава (единица измерения Дж/м^3). Эта характеристика играет важную роль при проектировании теплового аккумулятора для определения габаритных размеров резервуара с теплоаккумулирующим составом [3].

Теплоемкостные тепловые аккумуляторы для гелиотермальных установок

При применении тепловых аккумуляторов на основе теплоемкости следует принимать во внимание значения не только удельной теплоемкости их рабочего тела, выражаемой в Дж/(кг · К), но и их объемной теплоемкости, измеряемой в Дж/(м^3 · К). Объемная теплоемкость определяется как произведение удельной теплоемкости на плотность данного вещества. Это фактор имеет особое значение при установке тепловых накопителей в ограниченных пространствах, где первостепенным является объем резервуара (контейнеров) с теплоаккумулирующим материалом, нежели его вес [4].

Для наглядности изложенного в качестве примера сравним тепловые характеристики полистирола и стали. При значениях удельной теплоемкости 1110 Дж/(кг · К) и плотности 1025 кг/м³ для полистирола плотность аккумулируемой энергии будет равной 1138 кДж/(м^3 · К). А для стали при значениях удельной теплоемкости 460 Дж/(кг · К) и плотности 7800 кг/м^3 плотность аккумулируемой энергии равна 3588 кДж/(м^3 · К). Это подразумевает, что при равном объеме сталь накапливает в 3,2 раза больше тепла, чем полистирол, даже несмотря на то, что ее удельная теп-

лоемкость в 2,4 раза меньше, чем у полистирола. Это объясняется высокой плотностью стали, превышающей плотность полистирола более чем в 7 раз.

Благодаря своей высокой удельной теплоемкости, равной 4,2 кДж/(кг · К), вода из всех природных веществ обладает также и огромной объемной теплоемкостью — 4,2 МДж/(м^3 · К). Для сравнения: объемная теплоемкость стали составляет 3,588 МДж/(м^3 · К), меди — 3,48 МДж/(м^3 · К), а воздуха при нормальных условиях всего 1,3 кДж/(м^3 · К). Это означает, что для повышения температуры одного кубометра воздуха на один градус Цельсия достаточно остудить лишь 310 мл воды на тот же градус Цельсия.

Рассмотрим некоторые виды рабочих тел теплоемкостных тепловых аккумуляторов для солнечных установок.

Жидкостные теплоемкостные тепловые аккумуляторы являются одними из самых простых и надежных устройств для накопления тепла. Это связано с тем, что одно и то же вещество может выполнять роли рабочего тела и теплоносителя одновременно. Поэтому они нашли широкое применение в гелиотермальных установках. Конструктивные особенности жидкостных тепловых аккумуляторов в значительной степени зависят от теплофизических характеристик теплоаккумулирующей среды. В современных жидкостных тепловых аккумуляторах для гелиотермальных установок в качестве рабочих тел используют воду, водные растворы солей, различные органические жидкости, а также расплавленные металлы и неорганические соединения (табл. 1).

Согласно данным, представленным в табл. 1, для низкопотенциальных тепловых аккумуляторов, которые в основном используются в гелиотермальных системах, вода является наиболее эффективным рабочим телом с точки зрения всех теплофизических свойств. Экономически основным преимуществом использования воды является ее крайне низкая стоимость.

Таблица 1. **Характеристики некоторых жидкофазных теплоаккумулирующих материалов, применяемых в гелиотермальных установках**

Теплоаккумулирующий материал	Температура, °С		Плотность, кг/м^3	Удельная теплоемкость, кДж/(кг · К)	Теплопроводность, Вт/(м · К)
	застыв.	кип.			
Вода	0	100	1000	4,19	0,67
Тетрахлордифенил	–7	340	1,44	2,1	0,17
Дифенильная смесь	12	400	531	0,95	0,12—0,08
Полиметилсилоксан	–70	290	0,9—1	1,6	0,13—0,16
Литий	182	1327	1623	0,48	4,36
Натрий	98	877	1155	0,8	1,33

Подъем температуры воды выше 100 °С нежелателен, поскольку это приводит к значительному повышению давления в системе. Такой рост давления требует сложного проектирования для корпуса резервуара, что в свою очередь увеличивает затраты на создание теплового аккумулятора.

Твердотелые теплоемкостные тепловые аккумуляторы. В современных гелиотермальных установках достаточное распространение получили и тепловые аккумуляторы с твердотелыми теплоемкостными материалами. Это связано с тем, что в качестве рабочих тел используются доступные природные или синтетические материалы и для функционирования такого типа аккумуляторов разработаны эффективные технологии.

Твердотелые теплоемкостные тепловые аккумуляторы должны обладать определенными свойствами: необходимо, чтобы у них была высокая удельная теплоемкость при заданной температуре; они должны быть экономически выгодными и легкодоступными; а также обладать значительной плотностью и др. Тем не менее использование большинства природных материалов зачастую не позволяет одновременно удовлетворить все эти критерии. Поэтому целесообразно выбирать теплоемкостные материалы, которые наиболее полно соответствуют всем указанным требованиям.

Характеристики некоторых твердотелых теплоемкостных теплоаккумулирующих составов приведены в табл. 2.

Недостатком тепловых аккумуляторов с твердотелыми теплоемкостными материалами является необходимость использования больших объемов из-за узкого

Таблица 2. **Характеристики некоторых твердотелых теплоаккумулирующих материалов для гелиотермальных установок**

Теплоаккумулирующий материал	Удельная теплоемкость, кДж/(кг · К)	Плотность, кг/м^3	Объемная теплоемкость, МДж/(м^3 · К)	
			без пустот	с 30 % пустот
Железный лом	0,502	7849	3953	2747
Магнетит ($FeO \cdot Fe_2O_3$)	0,753	5126	3819	2680
Алюминиевый лом	0,962	2723	2613	1809
Бетон	1,13	2242	2546	1742
Гравий	0,879	2723	2412	1675
Кирпич	0,837	2242	1876	1340
Щебень	0,92	2700	2484	1740
Шамот	1,206	2050	2470	1730
Песок	1,15	1520	1750	1220
Феолит	0,92	3900	3590	2510

температурного диапазона, подходящего для гелиоприемников в солнечных системах производства тепловой энергии. Вследствие этого повышается стоимость таких аккумуляторов, что обусловлено тем, что для контейнеров с данным теплоемкостным материалом требуется значительное пространство. Кроме того, системы загрузки и выгрузки, необходимые для функционирования таких тепловых аккумуляторов, требуют также значительных финансовых вложений.

Достоинство теплоаккумулирующего твердотелого теплоемкостного материала, принятого в качестве рабочего тела в тепловых аккумуляторах, заключается в его высокой эффективности при передаче тепла от рабочего тела к теплоносителю.

Подводя итоги вышеизложенному, можно отметить, что теплоемкостные тепловые аккумуляторы обладают рядом положительных характеристик. Их конструкция достаточно проста: для жидкостей это просто закрытый резервуар (или контейнер с жидкой средой), а для твердых веществ — статичный кусок материала. Эти устройства могут выдерживать практически неограниченное количество циклов нагрева и охлаждения (количество циклов накопления и отдачи тепла происходит без потери массы и без изменения свойств материала), а их срок службы впечатляет (до полного испарения жидкости для жидкостных аккумуляторов и бессрочно — для твердых).

Однако у теплоемкостных тепловых аккумуляторов есть и отрицательные стороны: ограниченное время цикла зарядки и разрядки, а также невысокая плотность аккумулируемой энергии.

Фазопереходные теплоаккумулирующие материалы для гелиотермальных установок

Сегодня одним из самых перспективных и активно разрабатываемых методов накопления энергии для различных тепловых аккумуляторов является тепловое накопление через использование скрытой теплоты фазового перехода между твердой и жидкой фазами, а также процессами испарения и конденсации неорганических и органических соединений, включая их эвтектические смеси. Наиболее перспективными из фазопереходных теплоаккумулирующих материалов для гелиотермальных систем являются материалы на основе фазового перехода «плавление—кристаллизация». Преимущества данного метода заключаются в том, что тепловые аккумуляторы, основанные на фазовых переходах, демонстрируют более высокую плотность сохраняемой энергии и стабильно поддерживают температуру при зарядке и разрядке по сравнению с традиционными теплоемкостными батареями. В результате исключаются сложности, возникающие из-за необходимости поднимать температуру вещества до значительных значений (в контексте теплоемкостного аккумулирования), что способствует значительному увеличению плотности теплового аккумулятора. Это особенно важно для накопления низко- и среднепотенциальной энергии в солнечных энергетических установках, где зачастую рабо-

чий температурный диапазон ограничен и необходим близкий к изотермическому теплообмен для решения ряда технологических задач.

К теплоаккумулирующим фазопереходным материалам предъявляется ряд требований: высокое значение теплоты плавления; легкодоступность; соответствие температуры плавления материала диапазону рабочих температур теплового аккумулятора; низкая стоимость; стабильный и однородный состав в жидком и твердом состояниях. При использовании ряда отдельных веществ часто оказывается невозможным одновременно удовлетворить все указанные критерии. Поэтому более разумно применять не чистые вещества, а их эвтектические смеси в качестве фазопереходных материалов.

Ключевым параметром как для индивидуальных веществ, так и для их эвтектических композиций в контексте теплового накопления является теплота фазового перехода «плавление—кристаллизация». Именно с теплотой этого перехода связаны и объем используемого материала, а следовательно, материалоемкость и стоимость всего теплового аккумулятора.

Поскольку подавляющее большинство гелиотермальных установок функционирует в температурном интервале примерно от 30 до 100 °С, то фазопереходные теплоаккумулирующие материалы, используемые в качестве рабочих тел в этих системах, должны обладать температурой плавления, соответствующей данному диапазону.

В настоящий момент существует очень ограниченное количество подходящих для гелиотермальных установок фазопереходных теплоаккумулирующих материалов, обладающих значительной скрытой теплотой плавления и температурой плавления в диапазоне от 30 до 100 °С. Из безводных веществ в этом температурном интервале плавятся лишь некоторые органические соединения, такие как парафин и определенные жирные кислоты. Однако их трудно классифицировать как истинно кристаллические, поскольку они фактически представляют собой аморфные вещества. Это объясняется тем, что у них отсутствует четко определенная температура плавления.

По температуре плавления (или фактически размягчения) и безопасности использования лишь парафин и озокерит из органических материалов можно считать подходящими для гелиотермальных установок в качестве фазопереходных теплоаккумулирующих материалов. Температура плавления различных типов парафина и озокерита варьируется в пределах от 40 до 65 °С и от 58 до 100 °С соответственно. Эти материалы обладают достаточно высокими значениями удельной теплоемкости, но их низкая теплопроводность является серьезным ограничением для эффективного накопления тепла [5].

Как фазопереходные теплоаккумулирующие материалы для теплового аккумулирования наиболее подходят безводные неорганические соединения, преимущественно соли, имеющие кристаллическое строение. Однако неорганические материалы,

имеющие высокие скрытые теплоты плавления, также характеризуются значительными температурами плавления (выше 200 °С), что является основным ограничивающим фактором их использования для накопления низкопотенциальной энергии. В то же время безводные вещества, температуру плавления которых можно охарактеризовать цифрами до 100 °С, имеют крайне низкие значения теплоты плавления, что делает их неэффективными для аккумулирования низкопотенциальной энергии.

Из индивидуальных неорганических и органических веществ для целей теплового аккумулирования подходят лишь вещества в виде кристаллогидратов. Кристаллогидраты некоторых солей представляют собой соли, которые содержат определенное количество молекул воды в своей кристаллической решетке. Поэтому исследования в области разработки аккумуляторов для низкопотенциальной энергии сосредоточены на создании эффективных составов на базе кристаллогидратов определенных солей. Более того, многие кристаллогидраты встречаются в природе в значительных объемах.

При длительном хранении в сухих условиях кристаллогидраты теряют свою связанную влагу и естественным образом превращаются в безводные соли. В этом процессе плотность увеличивается, что упрощает их транспортировку. Чтобы восстановить кристаллогидрат, достаточно ввести необходимое количество воды согласно стехиометрическим расчетам. Но каким образом кристаллогидраты способны накапливать тепло при столь низких температурах?

С точки зрения теории физической химии это можно объяснить следующим образом. Любой кристаллогидрат при нагревании характеризуется двукратным плавлением при совершенно различных температурах: первое — при достижении температуры, соответствующей температуре плавления самого кристаллогидрата, а второе, когда температура достигает плавления безводной соли. Важно отметить, что для аккумулирования низкопотенциальной энергии подходит именно температура плавления кристаллогидрата, а не его безводной версии. Увеличение температуры выше уровня плавления кристаллогидрата приводит к тому, что связанная вода начинает выходить из его структуры (гидратация), и в этом процессе в полученной воде растворяются кристаллы безводной соли. Именно этой температуре и соответствует температура плавления кристаллогидрата. При дальнейшем же снижении температуры, выделившаяся вода возвращается обратно в структуру кристаллогидрата, формируя твердые кристаллы (дегидратация). Таким образом, эта температура также соответствует температуре кристаллизации кристаллогидрата. Поэтому фазовые переходы плавления и кристаллизации кристаллогидратов можно охарактеризовать как процессы гидратации—дегидратации. Важно отметить, что процесс гидратации—дегидратации конкретного кристаллогидрата происходит при фиксированной температуре и всегда сопровождается выделением или поглощением значительного количества тепла, превышающего теплоту плавления того же озокерита.

Дальнейшее (выше температуры плавления) нагревание кристаллогидрата сопровождается постепенным испарением выделенной воды, что в конечном результате приводит к образованию соответствующей безводной соли с ее характерными свойствами.

Стоит отметить, что некоторые соли органических кислот также могут также проявлять свойства кристаллогидратов. Наиболее известным и перспективным среди них является тригидрат ацетата натрия ($CH_3COONa \cdot 3H_2O$), который имеет температуру плавления 59 °C.

Теплофизические характеристики ряда кристаллогидратов, которые представляют интерес для использования в качестве теплоаккумулирующих материалов в тепловых аккумуляторах гелиотермальных установок, приведены в табл. 3.

Таблица 3. **Теплофизические свойства перспективных для гелиотермальных установок кристаллогидратов [6]**

№, п/п	Химическая формула	Температура плавления, °C	Энтальпия плавления, кДж/кг	Плотность твердой фазы, кг/м^3
1	$CaCl_2 \cdot 6H_2O$	30	170	1634
2	$Na_2CO_3 \cdot 10H_2O$	32	356	1441
3	$Na_2SO_4 \cdot 10H_2O$	32	244	1463
4	$Sr(NO_3)_2 \cdot 4H_2O$	32	303	2250
5	$Ca(NO_3)_2 \cdot 4H_2O$	33	142	1818
6	$Zn(NO_3)_2 \cdot 6H_2O$	36	139	2065
7	$Fe(NH_4)(SO_4)_2 \cdot 12H_2O$	36	198	1713
8	$Cr(NO_3)_2 \cdot 9H_2O$	37	195	1807
9	$FeCl_3 \cdot 6H_2O$	37	186	1601
10	$KF \cdot 2H_2O$	42	266	1659
11	$CrK(SO_4)_2 \cdot 12H_2O$	43	238	1828
12	$Na_2S_2O_3 \cdot 5H_2O$	49	209	1660
13	$Fe(NO)_3 \cdot 9H_2O$	49	191	1710
14	$Na_2SiO_3 \cdot 9H_2O$	51	210	1428
15	$MgSO_4 \cdot 7H_2O$	52	201	1680
16	$NaNO_3 \cdot 6H_2O$	53	158	1431
17	$NiNO_3 \cdot 6H_2O$	53	152	2050
18	$MnCl_2 \cdot 4H_2O$	58	153	2014
19	$CH_3COONa \cdot 3H_2O$	59	272	1453
20	$Na_2B_4O_7 \cdot 10H_2O$	60	159	1705

Окончание табл. 3

№, п/п	Химическая формула	Температура плавления, °С	Энтальпия плавления, кДж/кг	Плотность твердой фазы, кг/м^3
21	$NaHSO_4 \cdot H_2O$	60	129	2103
22	$NaOH \cdot H_2O$	64	272	1705
23	$FeSO_4 \cdot 5H_2O$	64	200	1890
24	$Al(NO)_3 \cdot 9H_2O$	74	155	1552
25	$KNaC_4H_4O_6 \cdot 6H_2O$	74	181	1750
26	$Na_3PO_4 \cdot 12H_2O$	78	191	1620
27	$Ba(OH)_2 \cdot 8H_2O$	78	301	2182
28	$Na_4P_2O_7 \cdot 10H_2O$	76	230	1822
29	$Mg(NO_3)_2 \cdot 6H_2O$	90	167	1638
30	$KAl(SO_4)_2 \cdot 12H_2O$	91	231	1751
31.	$Al(NH_4)(SO_4)_2 \cdot 12H_2O$	94	251	1639
32	$CuSO_4 \cdot 5H_2O$	97	116	2284

Из данных табл. 3 следует, что для всего спектра накопления тепловой энергии для эффективной работы гелиотермальных установок доступно значительное количество кристаллогидратов, характеризующихся достаточными значениями энтальпий плавления. Тем не менее опыт эксплуатации тепловых аккумуляторов, в которых в качестве рабочих тел использовались чистые кристаллогидраты, продемонстрировал их ограниченность в приложении, что обусловлено рядом недостатков, присущим всем кристаллогидратам при использовании в качестве фазопереходных теплоаккумулирующих материалов. К числу таких недостатков относятся склонность к переохлаждению с существенной глубиной этого процесса, что приводит к мгновенному высвобождению тепла из-за резкого кристаллического превращения при слишком низких температурах, эффект испарения воды, входящей в структуру кристаллогидрата, который отрицательно сказывается на значения многократных термических циклов, а также проблемы с расслоением и др.

Предлагаемым нами как одним из действенных путей снижения глубины переохлаждения является *модификация*, т.е. добавление в расплав в минимальных количествах более тугоплавких компонентов, обладающих аналогичной кристаллической структурой по сравнению с используемым кристаллогидратом. Модификаторы выступают в роли инициаторов кристаллизации; в охлаждаемом расплаве уже до достижения температуры кристаллизации имеется достаточное количество центров кристаллизации. При достижении температуры кристаллизации происходит немедленный рост кристаллов из каждого из этих центров, что может свести до минимума глубину переохлаждения.

Предотвращение испарения воды можно достичь обеспечением высокой герметичности контейнеров с теплоаккумулирующим составом. В процессе эксплуатации тепловых аккумуляторов, содержащих кристаллогидраты, необходимо строго придерживаться установленного стехиометрического соотношения между безводной солью и водой. Отклонение от этого баланса приводит к изменению химической формулы кристаллогидрата, что может привести к образованию совершенно иного вещества с качествами, значительно отличающимися от исходного кристаллогидрата.

Еще одним из действенных подходов для преодоления указанных выше недостатков является создание смесей различных кристаллогидратов, которые уменьшают или полностью устраняют некоторые ограничения, характерные для чистых кристаллогидратов. В последние годы исследования теплоаккумулирующих материалов, функционирующих в температурном диапазоне до 100 °С в основном сосредоточены на разработке этих смесей.

В настоящее время гелиотермальные установки с тепловыми аккумуляторами эффективно можно использовать в следующих областях применения солнечной энергии: в сушильных установках, биогазовых установках, СВУ, теплицах, для подогрева воды в бассейнах, опреснителях и др.

Некоторые общие требования ко всем тепловым аккумуляторам, применяемых в гелиотермальных установках

Емкости с теплоаккумулирующей средой во всех тепловых аккумуляторах нуждаются в качественной теплоизоляции для снижения теплопотерь через стенки контейнера в окружающую среду. Чем больше разница температур между рабочим телом теплового аккумулятора и окружающей средой, тем выше требования к тепловой изоляции. Исходя из этого предпочтительнее размещать тепловые аккумуляторы в отапливаемых помещениях, нежели в подвалах или на улице. Установка резервуара (контейнера) с теплоаккумулирующей средой допускается и под землей, однако это требует осторожности, поскольку даже малое количество влаги, проникающего через грунт, может значительно снизить эффективность тепловой изоляции.

Низкопотенциальные тепловые аккумуляторы, установленные даже внутри отапливаемого помещения, нуждаются в использовании тепловой изоляции с эквивалентом стекловолокнистого слоя толщиной не менее 150 мм.

Эффективность тепловых аккумуляторов различных типов определяется не только показателями теплоемкости и теплоты плавления, но и теплопроводностью их рабочего тела. Достаточное значение коэффициента теплопроводности теплоаккумулирующего материала позволяет отреагировать на возможные резкие колебания температуры окружающей среды всей его массой, и тем самым достичь использования всего потенциала разрядки (или зарядки) теплоаккумулирующей

среды. В случае низкой теплопроводности на изменение температуры реагирует лишь поверхностный слой теплоаккумулирующего материала в контейнерах, в то время как более глубокие слои остаются изолированными от быстрых колебаний температуры, что может привести к исключению значительной части теплового аккумулятора из процесса полноценного теплообмена. Одним из возможных решений данной проблемы является создание специальных теплопроводящих каналов для теплоносителя; однако это усложняет конструкцию тепловых аккумуляторов, увеличивает его стоимость и может снизить его энергоемкость и надежность. Кроме того, такая схема требует регулярного технического обслуживания.

Выводы

Рассмотрен ряд перспективных теплоаккумулирующих составов для применения в гелиотермальных установках в качестве теплоемкостных (жидкостных и твердотелых) и фазопереходных (на основе фазового перехода «плавление—кристаллизация») рабочих тел в тепловых аккумуляторах с диапазоном рабочих температур 30—100 °С.

Указаны наиболее перспективные области применения гелиотермальных установок с применением различных тепловых аккумуляторов для удовлетворения конкретных нужд потребителей.

Предложены методы устранения недостатков тепловых аккумуляторов, заряжаемых энергией Солнца, и рекомендации для повышения их эффективности.

Список использованных источников

1. **Солнечная** энергетика: учебное пособие для вузов / В.И. Виссарионов, Г.В. Дерюгина, В.А. Кузнецова, Н.К. Малинин; под ред. В.И. Виссарионова. — М.: Издательский дом МЭИ, 2008. 317 с.
2. **Возобновляемые** источники энергии. Физико-технические основы: учебное пособие / А. да Роза: пер. с англ.; под редакцией С.П. Малышенко, О.С. Попеля. — Долгопрудный: Издательский дом «Интеллект»; М.: Издательский дом МЭИ, 2010. — 704 с.
3. **Бабаев Б.Д., Данилин В.Н.** Энергоаккумулирующие установки: учебное пособие. — Махачкала: ИПЦ ДГУ, 2002. 119 с.
4. **Кириллова Е.Д., Казанцева И.О.** Технологии, способствующие повышению энергоэффективности объектов строительства: аккумулирование теплоты // Молодой ученый. 2016. № 28. С. 95—98.
5. **Теплофизические** свойства фазопереходных теплоаккумулирующих материалов, применяемых в строительстве / И.О. Аймбетова, У.С. Сулейменов, М.А. Камбаров и др. // Успехи современного естествознания. 2018. № 12-1. С. 9—13.
6. **Теплофизические** свойства теплоаккумулирующих материалов. Кристаллогидраты: Обзоры по теплофизическим свойствам веществ / А.Г. Мозговой, Э.Э. Шпильрайн, М.А. Дибиров и др. // ТФЦ. М.: ИВТАН, 1990. № 2 (82). С. 3—105.

ТЕПЛОАККУМУЛИРОВАНИЕ КАК СПОСОБ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ГИБКОСТИ СИСТЕМ С ВИЭ

Бадамшина С.Ю., студент, badamshina.sofya@mail.ru,
Томчишин Я.М., студент, tomcisinaroslav@gmail.com,
Николаев Е.Ю., студент, ne38mint@gmail.com,
Локтионов Е.Ю., канд. техн. наук, доцент, eloktionov@mail.ru,
МГТУ им. Н.Э. Баумана, Москва

Ключевые слова: изолированные энергосистемы, электроснабжение, теплоснабжение, микрогенерация, теплоаккумулирование.

В статье рассматриваются вопросы низкоуглеродной перестройки в российской электроэнергетике и теплоснабжении, с акцентом на использование теплоаккумулирования и микрогенерации как способов повышения энергетической гибкости систем с возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ). Обсуждаются последствия повышения тарифов на электроэнергию в России, особенно в изолированных населенных пунктах, где наблюдается переход от дизельных генераторов к гибридным системам. Упоминается, что внедрение микрогенерации может снизить затраты на электроэнергию и потребление топлива.

Введение

В 2024 году тарифы на электроэнергию в России повысились в среднем на 9,1 % [1]. В некоторых изолированных поселках экономически обоснованный тариф увеличился на треть, а в отдельных почти в два раза [2]. Дороговизна определяется высокой стоимостью доставки топлива и сложностями в организации технического обслуживания оборудования. Основным способом генерации электроэнергии является дизельные генераторные установки.

Сейчас в изолированных населенных пунктах происходит масштабная замена дизельной генерацию на гибридную в изолированных поселках. Это может позволить снизить стоимость электроэнергии на треть, а потребление топлива на четверть. При модернизации часто ставят дизельные генераторы с когенерацией тепла. Но это не может удовлетворить высокие потребности в теплоте, присущие северным районам, поэтому многие используют печное отопление.

В основном такие проекты появляются в поселках с потреблением более 3 МВт. Но для энергосистем мощностью менее 1 МВт (таких населенных пунктов в РФ более 400 [3]) эти проекты не являются жизнеспособными в качестве централизованных.

Решение задачи

С помощью микрогенерации переход можно осуществить быстро, плавно и дать возможность местным жителям заработать на обеспечении себя энергией. При микрогенерации потребители могут иметь собственные генерирующие мощности и отдавать в сеть до 15 кВт. Обычно частные собственники используют солнечные панели, установленные на крыше дома или на самом участке. Также можно использовать двусторонние вертикальные солнечные панели в качестве ограждений, в этом случае покрываются утренний и вечерний пики. Однако небольшие населенные пункты не имеют ярко выраженных утренних и вечерних пиков. Но наблюдается лишь увеличение потребления энергии зимой относительно лета, что видно из рис. 1, а связано это с использованием освещения и обогревом.

Еще одним преимуществом микрогенерации является распределение солнечных панелей и в пространстве, и по ориентации на солнце. В этом случае можно получить более равномерный суммарный график выработки.

Использование ветроэнергии позволит дополнительно снизить экономически обоснованный тариф. Так, в Курильске при ветро-солнечной микрогенерации можно снизить тариф на электроэнергию в полтора раза, а потребность в топливе в три раза [4]. Это подтверждает эффект взаимного дополнения солнечной и ветровой составляющих. При этом использование только одного источника ВИЭ позволит снизить тариф на четверть, а потребность в привозимом топливе на 40 %. Однако ветрогенерация применима не везде, так как существенный вклад в уменьшение выработки вносит снижение скорости ветра близко к земле.

Для минимизации нормированной стоимости электроэнергии необходимо, чтобы выработка ВИЭ превышала потребление электроэнергии [5]:

$$\mathrm{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^{N} \frac{C_t + I_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{N} \frac{E_t}{(1+r)^t}}, \qquad (1)$$

где t — номер года; N — жизненный цикл энергосистемы; C_t — капитальные затраты; I_t — операционные затраты; F_t — затраты на топливо; E_t — сгенерированная за год энергия; r — коэффициент дисконтирования.

При этом в некоторые часы появляется значительный избыток энергии. Существует несколько вариантов обеспечения энергетической гибкости: использование накопителей энергии, управление нагрузкой и использование адаптивных нагрузок.

При управлении электрической нагрузкой часы пикового потребления смещаются на часы выработки электроэнергии от ВИЭ. Недостатком такой системы по сравнению с системами накопления энергии (СНЭ) является то, что мощность можно только принять, но не отдать. В отдаленных населенных пунктах управление

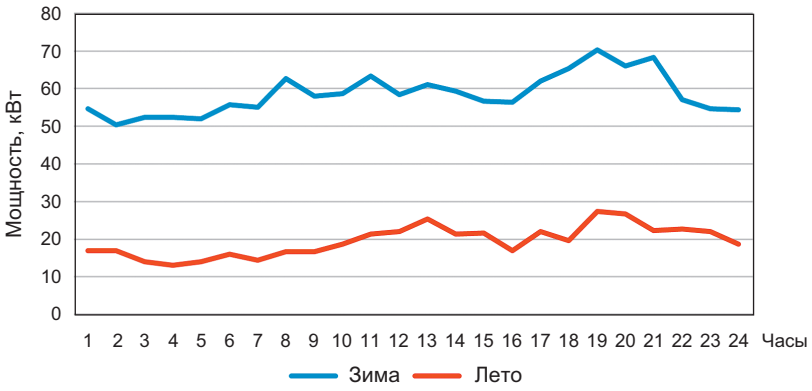


Рис. 1. Потребление энергии в Чуванском (Чукотский автономный округ)

электрической нагрузкой имеет малый потенциал, так как для этого необходима полная замена техники на современную. Также при малом количестве потребителей усложняется предсказание потребления энергии.

Однако можно регулировать тепловую нагрузку. Для этого используются электрические обогреватели и теплоаккумуляторы. Можно заметить, что часто солнечные и безоблачные дни совпадают с очень высокой или очень низкой температурой. Поэтому солнечная энергия может быть применена как для обогрева, так и для кондиционирования помещений. На рис. 2 показаны графики суточной выработки солнечных панелей и градусо-сутки отопительного периода с обратным знаком для с. Чуванское. При увеличении количества домов, перешедших на электроотопление, значительно повышается общее энергопотребление. При переводе на электроотопление всех домов, потребление энергии увеличивается в 17 раз. За счет этого снижается LCOE, так как количество электроэнергии стоит в знаменателе. Но при этом важно не допустить увеличения потребления топлива.

Рассчитаны различные комбинации количества солнечных панелей, емкостей аккумуляторов и домов на электроотоплении. На рис. 3 показана зависимость LCOE от установленной мощности СЭС. При этом не учитываются варианты, при которых увеличивается потребление топлива. Для каждого количества домов рассматриваются различные комбинации установленной мощности СЭС и емкости аккумуляторных батарей (АБ).

При этом важно рассматривать капитальные затраты, которые могут значительно увеличиваться при использовании аккумуляторных батарей. На рис. 4 варианты энергосистемы показаны в плоскости нормированной стоимости электроэнергии и капитальных затрат.

При увеличении установленной мощности ВИЭ нормированная стоимость электроэнергии сначала снижается, так как уменьшается потребление топлива, а затем плавно повышается, так как система не может поглотить излишки энергии от ВИЭ.

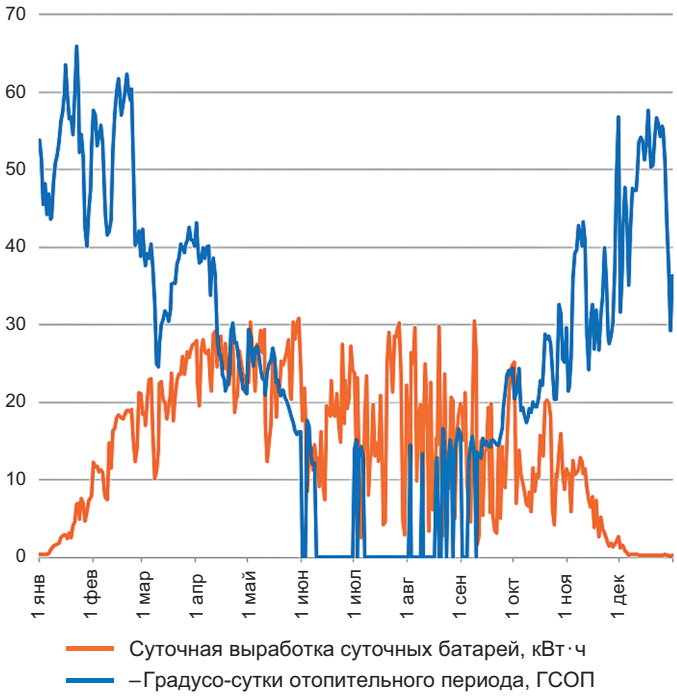


Рис. 2. Суточная выработка солнечных батарей (кВт·ч) и –(градусо-сутки отопительного периода) (°С) для с. Чуванское

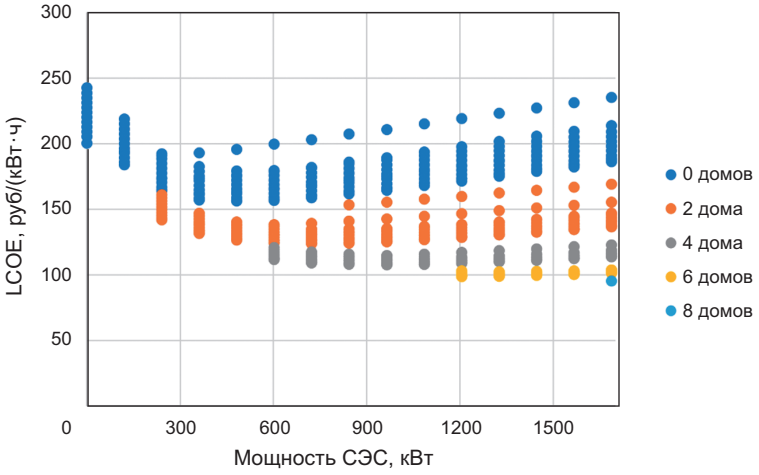


Рис. 3. Зависимость LCOE от установленной мощности СЭС для различных вариантов теплоснабжения

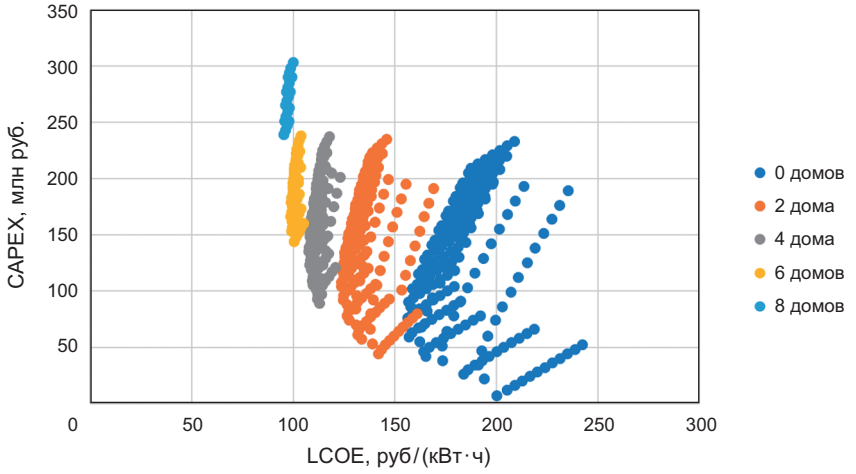


Рис. 4. Различные варианты теплоснабжения в плоскости CAPEX-LCOE

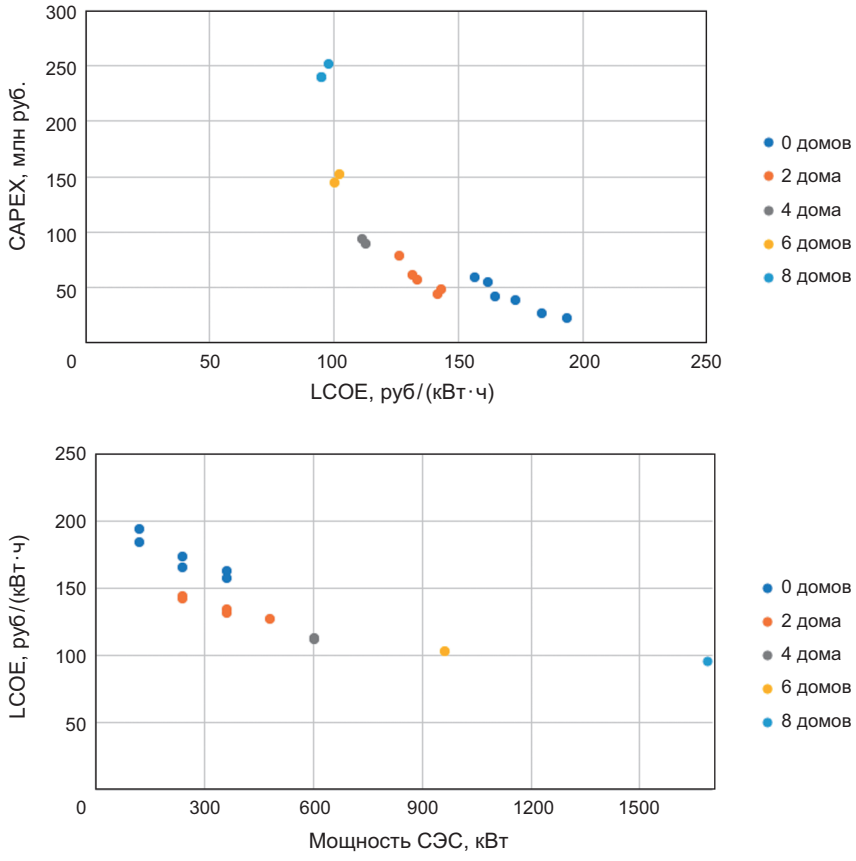


Рис. 5. Оптимальные варианты энергосистемы

Таблица. 1. **Оптимальные варианты энергосистемы**

Мощность СЭС, кВт	Емкость АБ, кВт · ч	Мощность ДГУ, кВт	Топливо в год, тонн	Количество домов с полным электроотоплением	LCOE, руб/(кВт · ч)	CAPEX, млн руб.
0	0	120	180	0	200,29	7
362	1200	120	61	0	156,96	59
362	800	120	75	0	162,21	55
241	800	120	86	0	165,12	42
241	400	120	104	0	173,43	38
121	400	120	126	0	183,77	26
121	0	120	147	0	193,98	22
482	1600	240	112	2	126,49	78
362	1200	240	137	2	131,64	61
362	800	240	147	2	133,63	57
241	800	240	174	2	141,96	44
241	1200	240	172	2	143,44	48
603	1600	260	167	4	111,78	93
603	1200	260	176	4	112,77	89
964	2800	380	180	6	100,34	144
964	3600	380	178	6	102,61	152
1687	4400	380	180	8	95,32	239
1687	5600	380	176	8	97,86	251

В этом случае капитальные затраты увеличиваются, но не происходит значительного снижения операционных затрат за счет экономии топлива. Такие варианты имеют гораздо больший период окупаемости. Поэтому на рис. 5 показаны только оптимальные варианты, обеспечивающие минимальные капитальные затраты для каждого значения LCOE (самые нижние точки на рис. 4), а в табл. 1 приведены основные значения для них.

Анализ полученных результатов

Как можно заметить, в с. Чуванское возможен перевод на электроотопление до 8 домов (15 % от общего количества) без повышения потребления дизельного топлива.

Самыми оптимальными вариантами по соотношению потребления топлива и нормированной стоимости электроэнергии является перевод на полное электроотопление и теплоаккумулирование двух домов с установленной мощностью СЭС 362—482 кВт и емкостью аккумуляторных батарей 1200—1600 кВт · ч. В этих слу-

чаях можно снизить потребность в дизельном топливе и стоимость электроэнергии на треть по сравнению с изначальным вариантом системы (только ДГУ).

При улучшении теплоизоляции домов снизится расход энергии на их отопление. После этого можно повысить долю домов на электроснабжении.

Помимо электрообогрева в качестве источника тепловой энергии можно использовать тепловые насосы [6]. При этом дополнительно можно термостабилизировать многолетнемерзлый грунт [7, 8].

Тепловую энергию можно использовать не только для обогрева домов, но и для сельского хозяйства (тепличное овощеводство) [9], что является особо важной задачей для северных регионов.

Выводы

1. Использование ВИЭ значительно снижает стоимость электроэнергии и потребность в привозимом топливе.

2. Микрогенерация является быстрым способом перехода на гибридное энергоснабжение. Она способствует энергосбережению и повышению энергобезопасности.

3. Переход на обогрев с теплоаккумулированием может быть экономически выгодным и являться инструментом гибкости энергосистемы.

Список использованных источников

1. **Прогноз** социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов.
2. **Постановление** Комитета государственного регулирования цен и тарифов Чукотского автономного округа от 20.12.2023 года № 26-э/3 «Об установлении тарифов на электрическую энергию (мощность), поставляемую АО «Чукотэнерго» покупателям на розничном рынке Чукотского автономного округа на 2024 год».
3. **Реестр** объектов генерации в изолированных и труднодоступных территориях.
4. **Badamshina S., Klokov A., Loktionov E.** Case Study of Microgeneration for Power Supply in Remote Island Communities // 2024 6th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE) 10.1109/REEPE60449.2024.10479866 –, 2024. P. 1—6.
5. **Badamshina S., Klokov A., Loktionov E.** Opportunities for Economic Efficiency Increase in Renewable Energy Powered Off-Grid Systems // 2023 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon) 10.1109/UralCon59258.2023.10291053 –, 2023. – С. 583—588.
6. **Inverter** Heat Pumps as a Variable Load for Off-Grid Solar-Powered Systems / A.V. Klokov, A.S. Tutunin, E.S. Sharaborova et al. // Energies. 2023. V. 16. No 16. P. 5987.
7. **Loktionov E.Y., Sharaborova E.S., Shepitko T.V.** A sustainable concept for permafrost thermal stabilization // Sustainable Energy Technologies and Assessments. 2022. V. 52. P. 102003.
8. **Sharaborova E.S., Shepitko T.V., Loktionov E.Y.** Experimental Proof of a Solar-Powered Heat Pump System for Soil Thermal Stabilization // Energies. 2022. V. 15. No 6. P. 2118.
9. **A Mini-Review** of Current Activities and Future Trends in Agrivoltaics / A.V. Klokov, E.Y. Loktionov, Y.V. Loktionov et al. // Energies. 2023. V. 16. No 7. P. 3009.

ПОДХОД К ИССЛЕДОВАНИЮ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗООБРАЗНЫХ ПРОДУКТОВ ПРИ ТЕРМОХИМИЧЕСКОЙ КОНВЕРСИИ БИОМАССЫ СРЕДСТВАМИ ТГА-МС

Баденко В.В., аспирант, badenko@isem.irk.ru,
Козлов А.Н., канд. техн. наук, заведующий лабораторией,
старший научный сотрудник, kozlov@isem.irk.ru,
ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

Ключевые слова: термический анализ, масс-спектрометрия, кинетика, биомасса, газификация.

В статье предлагается аналитический подход к вычислению кинетических коэффициентов, необходимых для моделирования и модификации низкоуглеродных энергетических установок на биомассе. Предлагаемый метод основан на обработке масс-спектрометрических данных, совмещенных с термогравиметрическим анализом биомассы.

Работа выполнена в рамках проекта Министерства науки и высшего образования № 075-15-2024-659 с использованием оборудования ЦКП «Высокотемпературный контур» (ИСЭМ СО РАН).

Вопрос использования низкоуглеродных источников энергии неразрывно связан с использованием биомассы различных видов в качестве энергетического сырья. Интерес к биомассе связан с решением экологических и экономических проблем в энергетике [1].

Термохимическая конверсия рассматривается как один из наиболее перспективных подходов к энергетическому использованию биомассы [2]. Это объясняется тем, что эта технология имеет хорошие показатели при получении жидких, твердых и газообразных продуктов, сопоставимых продуктам нефтегазовой промышленности в контексте энергетического использования. За последние несколько десятилетий тема термохимической конверсии биомассы получила пристальное внимание исследователей, и для анализа этого процесса были разработаны различные подходы и технические решения. В ходе конверсии биомассы происходят реакции испарения влаги, выделения летучих веществ, выгорания остаточного углерода, изменения в минеральной части сырья. Все эти процессы и их взаимное влияние совместно с тепловыми эффектами необходимо учитывать для корректного численного описания кинетики конверсии биомассы, необходимого, в свою очередь, для разработки и улучшения различных установок конверсии.

Основой для получения данных о термохимической конверсии являются комплексы термического анализа. Эти комплексы совмещают в себе реактор для проведения непосредственно конверсии с высокоточным весовым блоком при заданной среде. Таким образом, регистрируется зависимость изменения массы от температуры, что дает картину разложения исследуемых образцов. Однако для более глубокого изучения процессов, происходящих при нагревании биомассы, одной этой зависимости недостаточно. Аналитическая установка может быть дополнена приборами физико-химического анализа сопутствующих газообразных соединений. Главным требованием для осуществления такого анализа является техническая возможность одновременной регистрации термических характеристик и параметров выделяющихся газов [3]. Только при соблюдении этого требования возможна корректная интерпретация результатов. Из-за свойств экспрессности и полноты измерения наибольшее применение в данной области получили ИК-Фурье-спектроскопия и масс-спектрометрия. При ИК-Фурье-спектроскопии идентификация происходит по колебательным спектрам соединений, при масс-спектрометрии — по массовым числам молекулярных ионов и фрагментов молекул. В ходе применения масс-спектрометрии выходными данными является зависимость ионного тока от температуры реакционной зоны, которая позволяет качественно определить наличие тех или иных газообразных соединений.

Предлагаемый подход к интерпретации данных термогравиметрии и масс-спектрометрии позволяет оценить выделение газообразных продуктов и провести сравнение образцов биомассы с различной насыпной плотностью, влажностью, степенью предварительной конверсии. Результаты такого аналитического исследования позволяют подобрать оптимальное сырье для выполнения конкретных энергетических задач при эксплуатации и разработке энергетических установок.

Используемый подход объединяет выходные данные термогравиметрического исследования с масс-спектрометрией, поэтому входными данными являются: зависимости ионного тока от температуры $I(T)$ для исследуемого компонента и газа-носителя, температура T(К), расход газа-носителя V_{tr} (мл/мин), скорость нагрева b (К/мин), масса исследуемого образца m (мг), сопутствующая масса непрореагировавшего остатка и содержащейся влаги. Также определяется набор массовых чисел, соответствующих исследуемым газообразным соединениям.

Исходные данные объединяются в уравнении, используемом для получения промежуточного коэффициента F(л/г), который может быть интерпретирован как количественная характеристика выделения вещества и применен для вычисления кинетических коэффициентов:

$$F = C_0 \int \frac{I}{I_{tr}} dT, \qquad (1)$$

где $C_0 = \dfrac{V_{tr}}{m_{eff}\beta}$ — константа, характеризующая параметры процесса.

При расчете используется только масса прореагировавшего вещества m_{eff}, т.е. масса за вычетом поверхностной влаги m_{moi} и непрореагировавшего остатка m_{res}:

$$m_{eff} = m - m_{res} - m_{moi}. \tag{2}$$

Вычисление интеграла в уравнении (1) возможно при помощи метода прямоугольных трапеций, предполагающего разбиение площадей под нормированным по оси абсцисс графиком $F(T)$ на условно прямоугольные трапеции с шагом изменения температуры dT и суммирование их площадей [4].

Расчет кинетических коэффициентов вытекает из уравнений гетерогенной кинетики, описывающих скорости отдельных реакций, в частности, уравнения Аррениуса:

$$k = \exp\left(\frac{-E_a}{RT}\right). \tag{3}$$

При кинетическом анализе, основанном на термогравиметрических данных используется переменная степени конверсии, отражающая моментальное состояние системы. Описанный выше параметр (1) предлагается использовать как аналогичную характеристику, но не для всей системы, а для процесса выделения определенного массовым числом газообразного вещества.

Пара кинетических коэффициентов, используемых для описания кинетики реакции — энергия активации и предэкспоненциальный множитель, рассчитывается из уравнения скорости реакции для постоянной скорости нагрева. Порядок реакции n принимается за $n = 1$ в качестве приближения:

$$\ln\left[\frac{\ln F}{T^2}\right] = \ln\left[\frac{AR}{\beta E_a}\left(1 - \frac{2RT}{E_a}\right)\right] - \frac{E_a}{RT}. \tag{4}$$

Принимая во внимание, что $\frac{2RT}{E_a} << 1$ [5], уравнение запишется как

$$\ln\left[-\frac{\ln F}{T^2}\right] = \ln\left[\frac{AR}{\beta E_a}\right] - \frac{E_a}{RT}. \tag{5}$$

Таким образом, точка пересечения касательной к функции (5) от обратной температуры с осью ординат численно равна $\ln\left[\frac{AR}{\beta E_a}\right]$, а тангенс угла наклона касательной равен $-\frac{E_a}{R}$. Обозначив уравнение касательной как k_1 и k_2, соотношения для кинетических коэффициентов запишутся как:

$$E_a = -k_1 R, \;\; A = \frac{\beta E_a e^{k_2}}{R}. \tag{6}$$

Для более корректного описания по аналогии с классическими подходами один и тот же образец анализируется с разными скоростями нагрева (минимум два измерения) и касательные анализируются совместно. В случае анализа выделения газообразных веществ вместо касательной более корректно строить прямую, проходящую через экстремумы каждой кривой. В некоторых случаях процесс термохимической конверсии или выделение газообразного вещества может проходить более чем в одну стадию, в таком случае расчет необходимо проводить для каждой стадии.

Для исследования с применением предложенного подхода был проведен термогравиметрический анализ, совмещенный с масс-спектроскопией. В качестве образцов была отобрана древесная биомасса (сосна Pínus sylvéstris) — отходы лесозаготовок древесины. Образцы подверглись измельчению на две различные фракции со средним размером частицы 0,1 и 2 мм. Измерения проводились при различных скоростях нагрева — 5, 15, 30 и 50 °C в минуту.

Термогравиметрические кривые, отражающие потерю массы показаны на рис. 1.

На рис. 2 показано графическое представление процесса расчета кинетических коэффициентов.

Результаты расчетов промежуточной харатеристики, позволяющей оценить выделение различных газообразных при термохимической конверсии образцов, приведены в табл. 1. Выбор конкретных веществ для анализа продиктован их значимостью для применения в энергетических установках. Таким образом, рассчитываемая оценка влияет на выбор образца под конкретные задачи. Например, существуют задачи подбора сырья, выделяющего наименьшее количество оксида азота.

Рассчитанные значения пары кинетических коэффициентов, характеризующих реакции выделения различных газообразных при термохимической конверсии образцов, приведены в табл. 2. Необходимо отметить, что анализировались две стадии выделения газообразных веществ. Это связано с тем, что сам процесс термохимической конверсии протекал в две стадии.

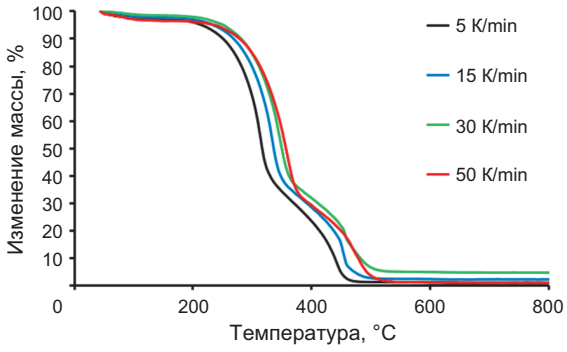


Рис. 1. Термогравиметрические кривые для образца с размером частицы 0,1 мм при различных скоростях нагрева

Рис. 2. Графическое представление построения прямых для расчета кинетических коэффициентов

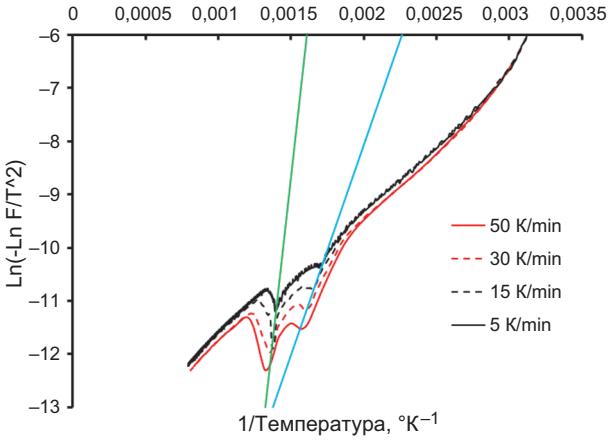


Таблица. 1. **Расчеты промежуточного параметра *F***

η, mm	0,1				2			
β, K/min	5	15	30	50	5	15	30	50
F (H_2), ml/mg	5,0E-03	4,7E-02	3,1E-03	4,0E-03	6,0E-03	4,6E-03	3,0E-03	1,0E-03
F (CH_4), ml/mg	3,5E-02	2,9E-02	1,6E-02	3,8E-02	6,0E-02	5,6E-02	3,7E-02	4,0E-02
F (H_2O), ml/mg	2	1,9	1	1,4	2,9	1,6	1,7	1,5
F (NO), ml/mg	0,11	0,17	2,0E-03	0,14	0,12	0,16	0,12	0,15
F (CO_2), ml/mg	2,8	3,5	2,5	3,6	3,3	3,1	4,5	5,6

Таблица 2. **Расчеты кинетических коэффициентов**

η, mm	Вещество	E_a, кДж/моль		A, 1/с	
		Первая стадия	Вторая стадия	Первая стадия	Вторая стадия
0,1	H_2	25,1	41,4	1,07E-07	4,77E-11
	CH_4	29	40,6	5,57E-08	3,78E-12
	H_2O	60,6	91,2	9,48E-07	1,18E-10
	NO	33,4	44,3	4,87E-07	4,63E-11
	CO_2	65,6	203,8	2,76E-10	1,06E-12
2	H_2	25,3	21,3	6,43E-08	1,32E-12
	CH_4	32,2	20,1	1,93E-07	2,42E-13
	H_2O	66,7	42	3,86E-07	7,22E-13
	NO	39,6	23,7	6,43E-07	1,45E-12
	CO_2	83,3	168,2	7,14E-09	2,47E-12

Проанализировав рассчитанные энергии активации можно пронаблюдать, что размер частицы значительно влияет на выделение одних компонентов и не влияет на другие. Также на основании данных табл. 1 можно подобрать оптимальную скорость нагрева, обеспечивающую наибольшее выделение желаемого компонента.

Заключение. Предложенный метод позволяет выбирать оптимальные условия эксплуатации установок на низкоуглеродном топливе и подбирать сырье на основании рассчитанных величин.

Список использованных источников

1. **Asomaning J., Mussone P., Bressler D.C.** Thermal cracking of free fatty acids in inert and light hydrocarbon gas atmospheres. Fuel 2014;126:250—5 https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.02.069
2. **Arshad Adam Salema, Ryan Man Wai Ting, Yong Kuan Shang.** Pyrolysis of blend (oil palm biomass and sawdust) biomass using TG-MS // Bioresource Technology. 2019. V. 274. P. 439—446. https://doi.org/10.1016/j.biortech.2018.12.014.
3. **Kaiserberger E., Post E.** Practical aspects for the coupling of gas analytical methods with thermal-analysis instruments // Thermochimica Acta. 1997. V. 295. P. 73 — 93.
4. **Federico Izzo, Olof Runborg, Richard Tsai.** Corrected trapezoidal rules for singular implicit boundary integrals // Journal of Computational Physics. 2022. V. 461. 111193. ISSN 0021-9991, https://doi.org/10.1016/j.jcp.2022.111193
5. **Kinetic** modeling of thermal decomposition of natural cellulosic materials in air atmosphere / N.A. Liu, Weicheng Fan, Ritsu Dobashi, Liusheng Huang // Journal of Analytical and Applied Pyrolysis. 2002. V. 63. Issue 2. P. 303—325. ISSN 0165-2370, https://doi.org/10.1016/S0165-2370(01)00161-9.

СИСТЕМА КРУГЛОГОДИЧНОЙ ТЕРМОСТАБИЛИЗАЦИИ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВИЭ

Бахмадов А.В., магистрант, bakhmadovabdula@mail.ru,
Татаринова А.С., студент, tatarinovaas@student.bmstu.ru,
Локтионов Е.Ю., канд. техн. наук, доцент, eloktionov@mail.ru,
МГТУ им. Н.Э. Баумана, Москва

Ключевые слова: солнечная энергетика, грунтовый тепловой насос, термостабилизация грунтов, вечная мерзлота.

Для регионов России в зоне вечной мерзлоты в условиях глобального потепления, наблюдается таяние мерзлых грунтов, что приводит к разрушению построек из-за их неустойчивости. Для предотвращения этого необходимо поддерживать грунт в твердомерзлом состоянии круглый год, например с помощью грунтового теплового насоса (ТН). Предлагается инновационный фундамент, который быстро вводится в эксплуатацию и стабилизирует грунт за счет ТН, использующего возобновляемые источники энергии (ВИЭ). Охлаждающий контур насоса извлекает тепло из грунта, поддерживая его в мерзлом состоянии, а греющий контур отапливает здание. Внедрение тепловых насосов в конструкции фундаментов способствует снижению энергопотребления зданий, что актуально в условиях повышенного внимания к энергоэффективности и экологической устойчивости.

В настоящее время основным фундаментом, который применяется в северных регионах России в зонах вечной мерзлоты, является свайный фундамент. Особенность такого типа фундамента заключается в том, что в зимнее время грунт под проветриваемым подпольем охлаждается за счет теплоотдачи между поверхностью грунта и атмосферой, а также благодаря отсутствию на термостабилизируемом грунте природного теплоизолятора — снега (рис. 1, *б*). Однако свайный фундамент имеет ряд недостатков [1]: неспособность поддерживать твердомерзлый грунт под основанием здания, низкая энергоэффективность и возможные неудовлетворительные условия перед началом строительства.

Поэтому необходимо подобрать фундаментную плиту, которая будет сочетать в себе две функции: круглогодичная термостабилизация грунта и обеспечение здания теплом путем преобразования низкопотенциальной энергии, извлекаемой из

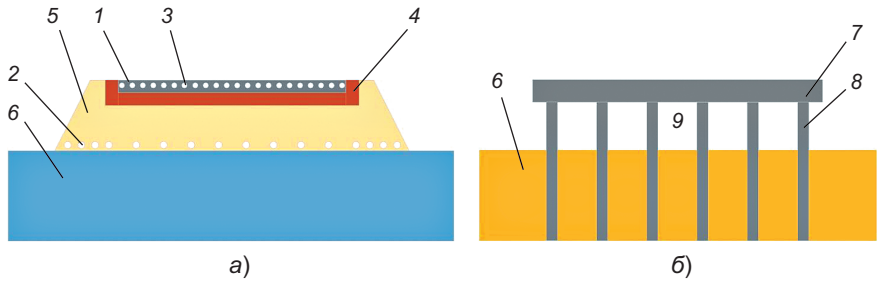


Рис. 1. Варианты строительства зданий:
1 — фундаментная плита; *2* — змеевик охлаждающего контура ТН; *3* — змеевик греющего контура ТН; *4* — теплоизоляционные плиты из пеноплэкса; *5* — грунтовая обваловка из насыпи; *6* — мерзлое основание; *7* — ростверк; *8* — свайный фундамент; *9* — вентилируемое подполье

грунта, в высокопотенциальную посредством ТН. Также необходимо уменьшить тепловые перетоки между двумя контурами теплового насоса [2].

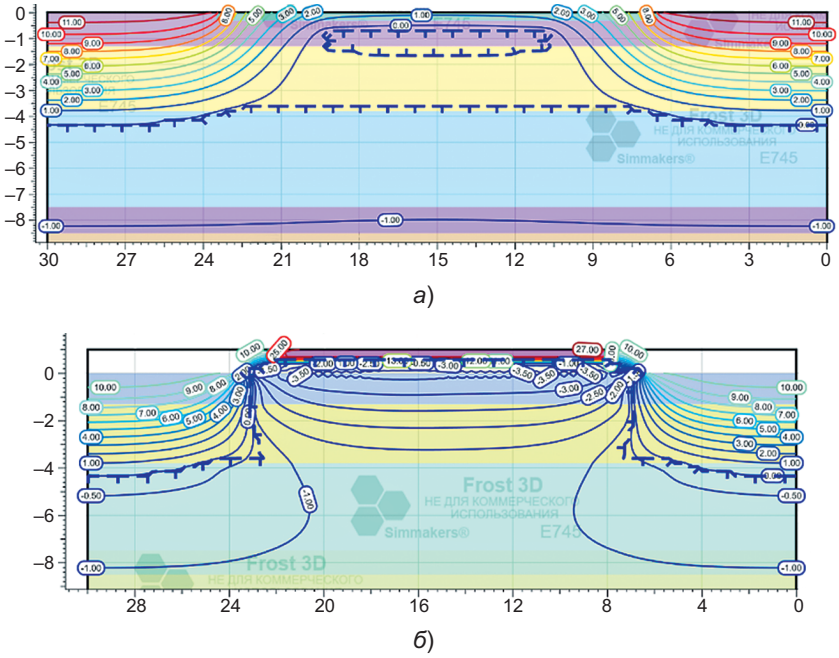
Для учета вышеприведенных недостатков предлагается другой вариант для системы круглогодичной термостабилизации многолетнемерзлых грунтов (рис. 1, *а*). Железобетон будет располагаться на насыпи, которая снизу и по бокам будет укомплектована теплоизоляторами пеноплэкс. Верхний контур, который является теплым полом, будет располагаться на глубине 3 см относительно поверхности железобетона, толщина которой составляет 30 см. Вся эта конструкция вместе с железобетоном и теплоизоляцией будет располагаться на насыпи, которая также участвует в минимизации теплового потока. Нижний контур, который выполняет функцию термостабилизации грунта и который извлекает тепло из термостабилизируемого грунта, будет располагаться на уровне поверхности, что также сказывается на экономии, так как грунтовый подземного типа будет обходиться значительно дороже.

Для расчета температурных полей под основанием здания воспользуемся программным комплексом Frost 3D [3]. Исходные данные, необходимые для граничных условий были импортированы из Frost. Климат. Будут рассматриваться северные регионы острова Сахалин.

Задача заключается в том, чтобы минимизировать тепловые потоки между верхним и нижним контурами. Для этого железобетон будет располагаться на насыпи, которая снизу и по бокам будет укомплектована теплоизоляторами пеноплэкс.

Для предлагаемого варианта наблюдаем мерзлое основание, фундамент опирается на твердомерзлый грунт, граница промерзания доходит до боковой поверхности насыпи. Обеспечивается полная термостабилизация грунта, установка выдерживает перепады температур (рис. 2, *а*).

Для свайного фундамента наблюдается реликтовое промерзание под проветриваемым подпольем. Особенность такого промерзания заключается в том, что оно



а)

б)

Рис. 2. Температурное поле в сечении для предлагаемого и свайного фундаментов

не опирается на плотные грунты, а представляет собой «островок», вокруг которого грунт находится в талом состоянии. Необходимо отметить, что сезонно-талый слой (СТС) достигает глубины до 4 м (рис. 2, *б*). Однако это в идеальных условиях, на практике некоторые жильцы часто закрывают проветриваемое подполье из-за внешнего вида. В этом случае СТС может быть еще большим.

Блок-схема работы данной установки представлена на рис. 3. Система перед запуском проверяет, достаточно ли мощности электрической энергии $P_{уст}$ для запуска системы термостабилизации. Если мощности достаточно, система запускается, а избыточная электроэнергия направляется на другие потребности (собственное потребление или зарядка аккумуляторных батарей), иначе недостающая энергия потребляется из сети (или система может потреблять электроэнергию из аккумуляторных батарей).

После запуска система начинает отапливать здание. В случае, если не будет потребности в отоплении или будет потребность только в небольшой отопительной мощности, избыточная мощность будет сбрасываться через аппарат воздушного охлаждения (путем регулировки промежуточного переключателя между теплым полом и АВО). В случае недостатка отопительной мощности, как например при достижении предельной степени охлаждения грунта, особенно зимой, включается котел, который подает необходимую отопительную мощность.

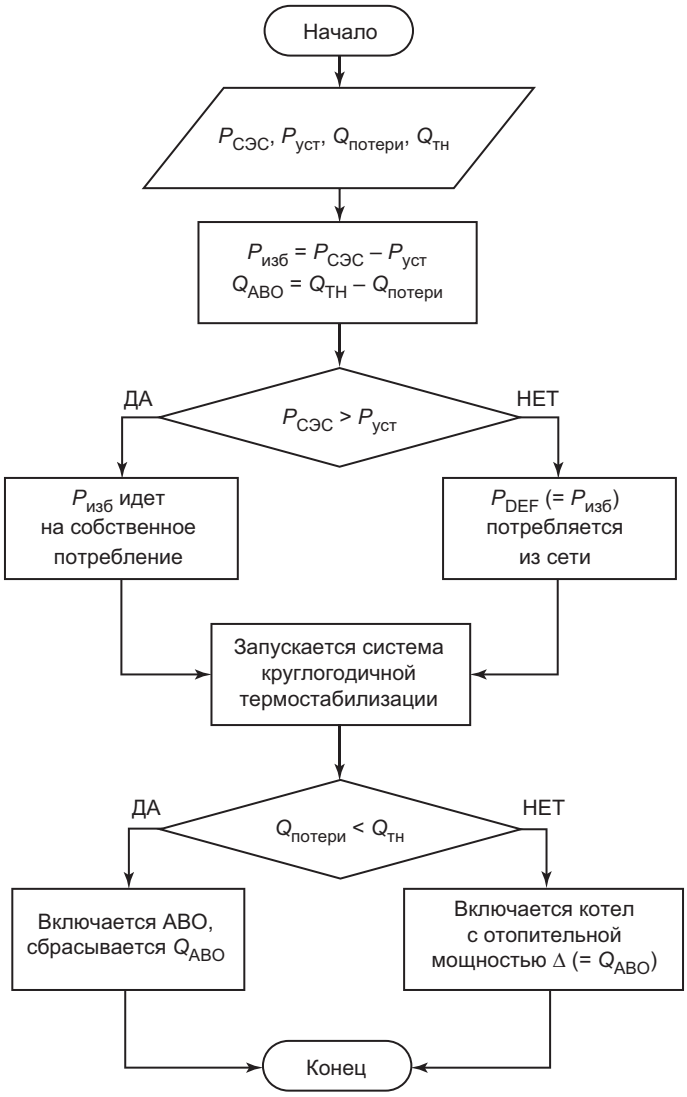


Рис. 3. Блок-схема работы системы круглогодичной термостабилизации грунта

Моделирование фасадной СЭС в PVGIS

PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) [4] — инструмент для оценки выработки солнечной электроэнергии фотоэлектрической системой (PV). Дает информацию о годовой мощности солнечных фотоэлектрических панелей.

Моделирование происходило для северной части острова Сахалин. Площадь южного фасада дома 46,72 м^2. Установленная мощность солнечных панелей для

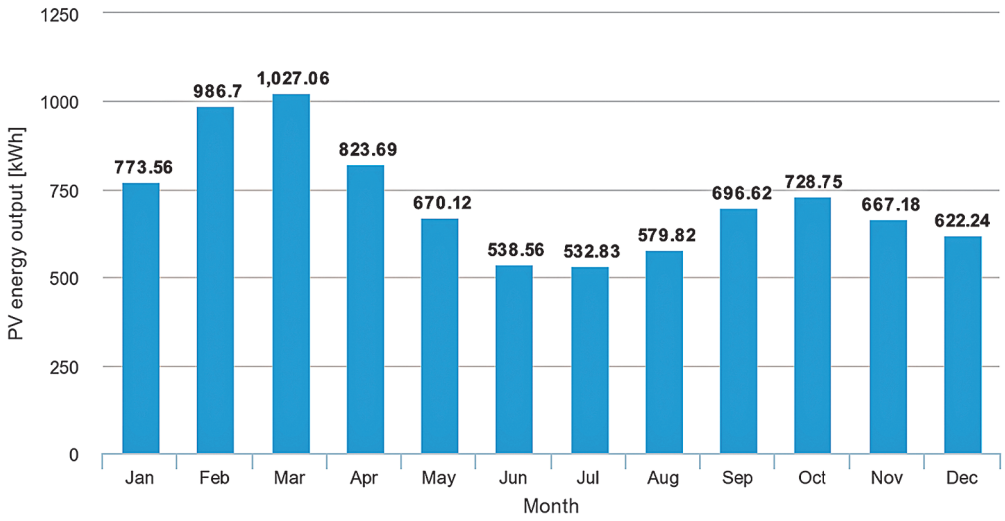


Рис. 4. Электроэнергия, вырабатываемая вертикальными солнечными панелями, расположенными на южном фасаде

данной площади 8,364 кВт. Системные потери 14 %. Азимутальный угол солнечных панелей 180 °С. Угол наклона солнечных панелей 90 °С. На рис. 3 представлено окно PVGIS, где будут введены входные данные. На рис. 4 показана электроэнергия, вырабатываемая вертикальными солнечными панелями, расположенными на южном фасаде.

Известно количество электроэнергии $E_{\text{сэс}}$, которую будет вырабатывать вертикальная солнечная электростанция, расположенная на южном фасаде здания. Для определения количества энергии $E_{\text{т.н}}$, которое будет отдавать тепловой насос, воспользуемся формулой

$$E_{\text{т.н}} = E_{\text{сэс}} COP. \quad (1)$$

Сравнение среднемесячных теплопотерь с тем, что может отдавать тепловой насос, показано на рис. 5.

Можно заметить, что смоделированная фасадная СЭС способна каждый месяц вырабатывать достаточное количество электроэнергии для питания теплового насоса, который будет отапливать здание. Применение СЭС позволит отапливать помещение, и не будет необходимости использовать традиционные источники энергии.

Значительная тепловая инерция грунта решает главную проблему возобновляемой энергетики — необходимость поддержания баланса прерывистой генерации и преимущественно потребления — здесь энергия может использоваться по мере ее выработки без специальных накопителей [5].

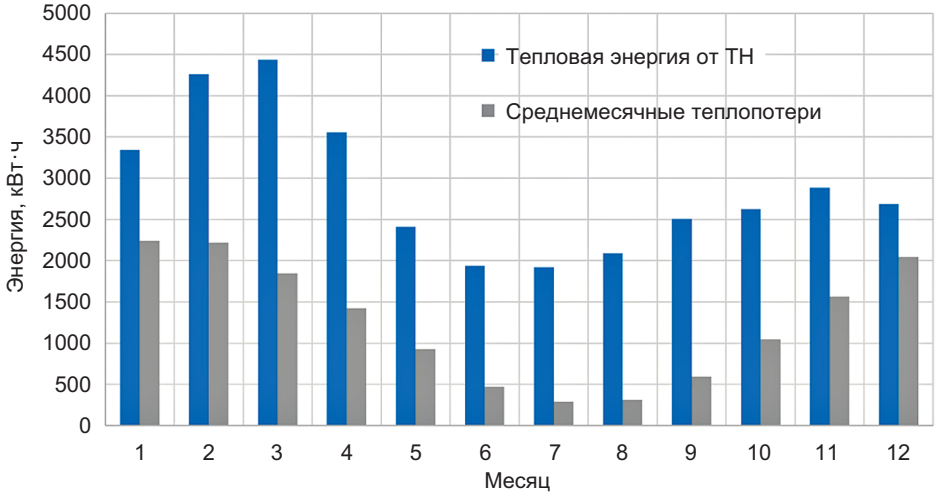


Рис. 5. Анализ полученных результатов

Расчет фасадной СЭС в программе PVsyst

PVsyst [6] — программное обеспечение для проектирования и оценки фотоэлектрических систем, предназначенное для архитекторов, инженеров и исследователей. Оно предлагает удобные инструменты для быстрого анализа производительности на этапе планирования и детального исследования с генерацией отчетов. Программа позволяет импортировать метеоданные и использовать обширную базу данных модулей и инверторов, а также добавлять пользовательские данные. Учитываются географическое положение, ориентация панели, климатические условия и структура монтажа для оценки эффективности системы.

Приведен график нормализованной производительности (рис. 6). Normalized production — это показатель, используемый для сравнения выработки энергии солнечными панелями в различных условиях. Он помогает оценить производительность независимо от размеров установки и условий освещенности, позволяя корректировать данные на основе стандартных условий.

Формула для расчета нормализованной выработки:

$$\Delta\text{Normalized Production} = \frac{\text{Actual Energy Output}}{\text{Installed Capacity}}, \quad (2)$$

где Actual Energy Output — фактическая энергия, выработанная системой за определенный период времени (кВт · ч); Installed Capacity — установленная мощность системы (кВт).

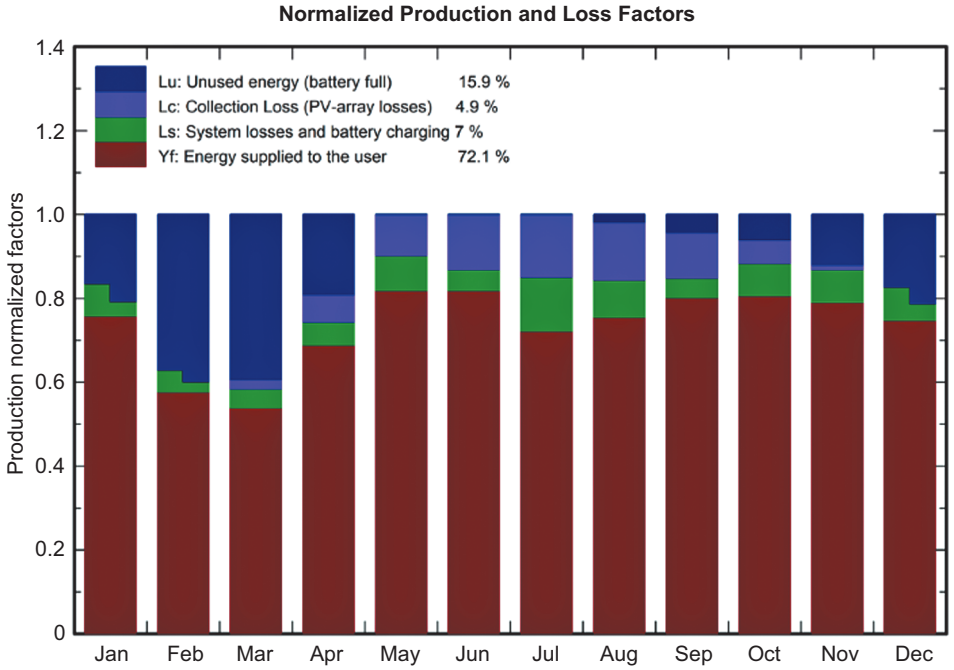


Рис. 6. Нормализованная выработка:
Lu — неиспользованная энергия; Lc — потери энергии в массиве; Ls — потери в системе; Yf — энергия, подаваемая потребителю

Performance ratio (PR) (коэффициент производительности) — индикатор качества системы, не зависящий от освещенности. Performance ratio (PR) или коэффициент производительности — это важный показатель эффективности фотоэлектрической (PV) системы. Он используется для оценки реальной производительности по сравнению с ее теоретически возможной производительностью при заданных условиях. Формула для расчета коэффициента производительности:

$$\Delta PR = \frac{\text{Actual Energy Output}}{\text{Theoretical Energy Output}}, \quad (3)$$

где Actual Energy Output — фактическая энергия, выработанная за определенный период времени; Theoretical Energy Output — теоретически возможная энергия, которая могла бы быть выработана при идеальных условиях, с учетом солнечной радиации, площади панели и других факторов.

Solar fraction (SF) — это показатель, который используется для описания доли энергии, вырабатываемой солнечным фотоэлектрическим модулем, по отношению к общей потребляемой электроэнергии в какой-либо системе или здании.

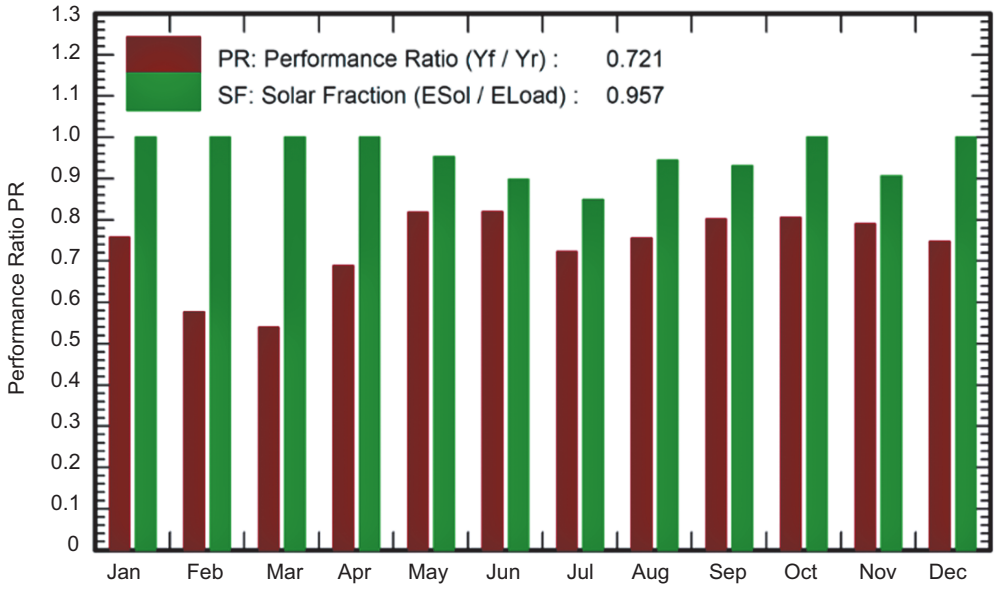


Рис. 7. Индекс производительности

Формула для вычисления:

$$\text{Solar Fraction} = \frac{\text{Solar Energy}}{\text{Total Energy Demand}}, \tag{4}$$

где Solar Energy — количество энергии, вырабатываемой солнечными панелями; Total Energy DemandTotal — общее количество энергии, необходимой для системы или здания.

График с показателями PR и SF приведен на рис. 7.

График количества энергии (Daily array output energy), произведенной солнечными массивом за один день, приведен на рис. 8.

Это количество измеряется в киловатт-часах (кВт·ч), которое генерируется в течение дня при текущих условиях солнечного излучения, угла наклона панелей и других факторов.

Ежедневное распределение уровня заряда (State of Charge, SoC) представляет собой график изменения уровня заряда аккумуляторной батареи в течение суток (рис. 9). Этот параметр имеет важное значение для анализа и оптимизации работы аккумуляторных систем.

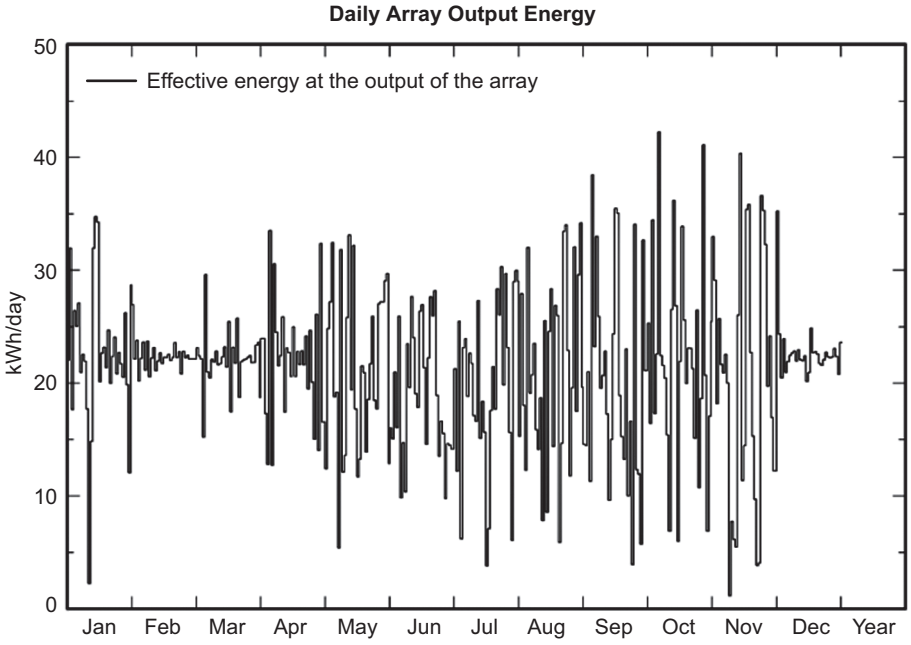


Рис. 8. Дневная выходная энергия фасадной СЭС

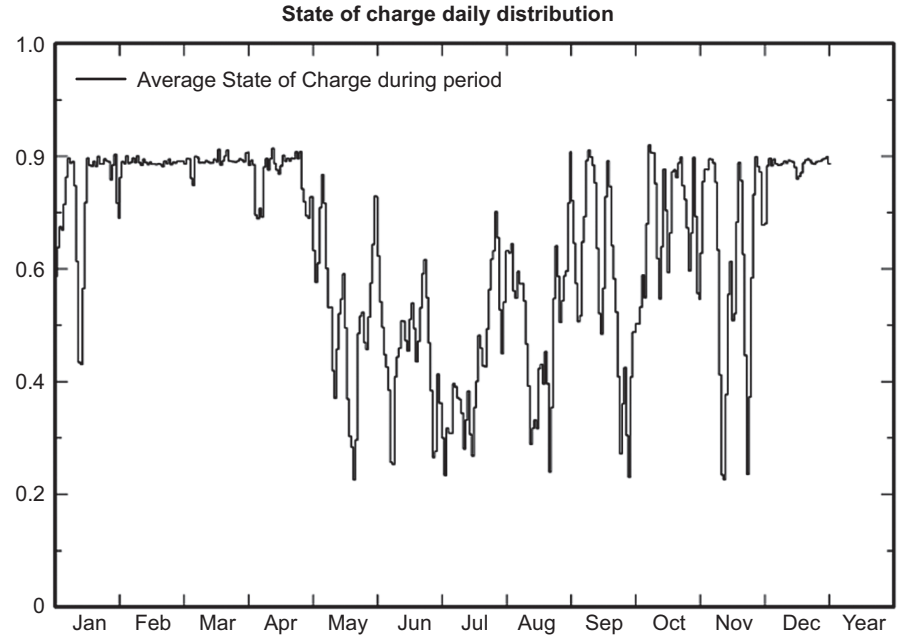


Рис. 9. Ежедневное распределение уровня заряда

Выводы

Предложена фундаментная плита, которая включает охлаждающий и греющие контуры для извлечения низкопотенциальной энергии из грунта и преобразовании ее в высокопотенциальную посредством теплового насоса, который питается от ВИЭ (фасадная СЭС).

Были проведены моделирование и оптимизация фасадной СЭС в программе PVGIS и PVsyst. Определена оптимальная конфигурация фасадной СЭС. Рассчитано количество электроэнергии, вырабатываемой СЭС, и количество избыточной энергии, которое может пойти на другие потребности.

Главное технологическое преимущество рассматриваемой системы заключается именно в положительной корреляции между солнечной радиацией и потребностью в охлаждении. Такая связь между производством и потреблением энергии делает системы более сбалансированными, а значит, и намного более дешевыми [7].

Список использованных источников

1. **Loktionov E.Y., Sharaborova E.S., Shepitko T.V.** A sustainable concept for permafrost thermal stabilization, Sustainable Energy Technologies and Assessments. 2022. V. 52. P. A. 102003. ISSN 2213-1388, https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102003
2. **Хрусталева Л.Н., Хилимонюка В.З.** Новый фундамент для зданий в Арктике // Криосфера Земли. DOI: 10.21782/KZ1560-7496-2018-4(25-30)
3. **Пакет** программ для прогнозных расчетов при проектировании на многолетнемерзлых грунтах FROST 3D. [Электронный ресурс] URL: https://frost3d.ru/
4. **Веб-сайт** для получения информации о солнечном излучении и производительности фотоэлектрических систем PVGIS. [Электронный ресурс] URL: https://pvgis.com
5. **Sharaborova E.S., Shepitko T.V., Loktionov E.Y.** Experimental Proof of a Solar-Powered Heat Pump System for Soil Thermal Stabilization. Energies. 2022 V. 15. P. 2118. https://doi.org/10.3390/en15062118
6. **Программное** обеспечение для расчета фотоэлектрических систем PVsyst. [Электронный ресурс] URL: https://www.pvsyst.com
7. **Inverter** Heat Pumps as a Variable Load for Off-Grid Solar-Powered Systems // A.V. Klokov, A.S. Tutunin, E.S. Sharaborova et al. // Energies. 2023. V. 16. P. 5987. https://doi.org/10.3390/en16165987

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УТИЛИЗАЦИИ ОТХОДОВ В КАЧЕСТВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМОГО РЕСУРСА В РОССИИ

Бурова И.М., irinaburova.bkk@yandex.ru,
Географический факультет МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, экономика замкнутого цикла, энергетическая утилизация отходов («Waste-to-energy»).

В статье исследуются методы и результаты внедрения в России инициативы по энергетической утилизации отходов в рамках реформирования системы обращения с твердыми коммунальными отходами в стране и, в более широком смысле, в целях перехода к экономике замкнутого цикла и реализации концепции устойчивого развития.

Введение

Задачи широкого использования возобновляемых источников энергии и перехода к низкоуглеродной экономике можно рассматривать в контексте более широкой концепции устойчивого развития, принятой на международном уровне в качестве универсальной стратегии, которую каждая страна адаптирует по-своему. Осознание международным сообществом ограниченности ресурсов на Земле и последствий антропогенного влияния на окружающую среду привело к разработке новых моделей экономики, учитывающих необходимость сочетать экономический рост с социальным благополучием и бережным отношением к окружающей среде и природным ресурсам. Большинство таких моделей — «зеленая» экономика, низкоуглеродная экономика, экономика замкнутого цикла — объединяет важнейшая задача максимально эффективного как с экологической, так и экономической точки зрения, использования имеющихся ресурсов, в особенности исчерпаемых. В последнее время поиск альтернативы традиционным топливно-энергетическим ресурсам (углеводородам) стал актуален не только из-за их ограниченности, но и в целях снижения так называемого «углеродного следа» в рамках борьбы с изменением климата.

Одновременно неотъемлемым элементом таких моделей становится создание эффективных систем обращения с отходами с целью максимального вторичного использования ресурсов и минимизации их негативного воздействия на окружающую среду.

В настоящее время за рубежом получила развитие инициатива, которая в некотором смысле решает задачи по использованию альтернативных энергоресурсов и построению низкоуглеродной экономики — концепция энергетической утилизации отходов, или «Waste-to-energy». W2E получила распространение в мире как альтернатива захоронению твердых коммунальных отходов (ТКО) на полигонах и простому мусоросжиганию. По сути, это создание ТЭС, использующих для выработки электроэнергии отсортированные бытовые отходы вместо классического углеводородного топлива.

В данной работе проведен обзор государственной политики и нормативно-правовой базы в области обращения с отходами в России, изучены российские проекты энергетического использования отходов и первичные результаты их реализации, а также выявлены проблемы отрасли переработки ТКО в энергетические продукты.

Государственная политика России в сфере обращения с твердыми коммунальными отходами

В настоящее время в России наблюдается острая проблема переполненности свалок и отсутствия эффективно функционирующей системы сортировки и переработки ТКО. В 2023 г. в России произведено около 9,3 млрд т всех видов отходов. При этом наблюдается ежегодная динамика роста количества производимых в стране отходов (рис. 1). Большая часть отходов (около 90 %) приходится на долю

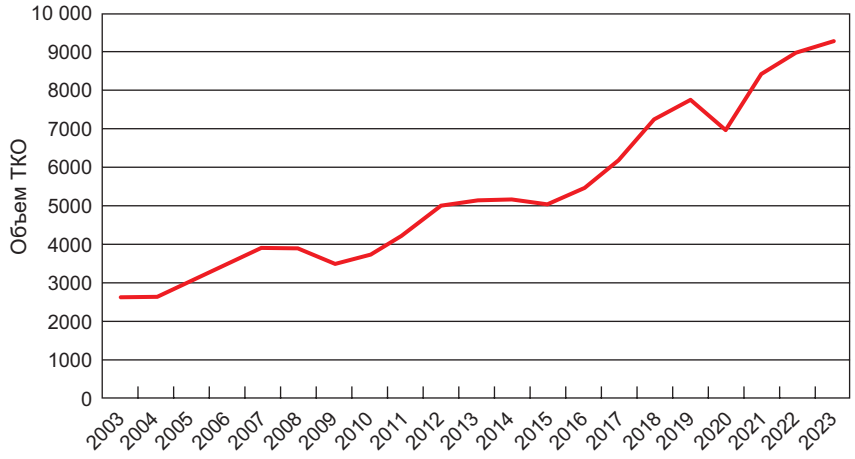


Рис. 1. Образование отходов производства и потребления в России, всего, млн т/год (составлено автором на основе данных Росстата[1])

[1] Портал Федеральной службы государственной статистики. [Электронный ресурс] — URL: https://rosstat.gov.ru/folder/11194.

различных производств, в основном добывающих. По состоянию на 2020 г. твердых коммунальных отходов (ТКО) было произведено 48 млн т в год.

В целях модернизации российской системы обращения с отходами был запущен ряд федеральных проектов, реализуемых в рамках национального проекта «Экология», прежде всего проекты «Чистая страна», «Комплексная система обращения с твердыми коммунальными отходами», «Комплексная система мониторинга качества окружающей среды», а также государственная программа Российской Федерации «Охрана окружающей среды», утвержденная Постановлением правительства от 15 апреля 2014 г. № 326. К концу 2024 г. в рамках этих проектов было запланировано ликвидировать 191 несанкционированную свалку, 88 наиболее опасных объектов накопленного вреда окружающей среде, достигнуть показателей: 50,2 % — доля ТКО, направленных на обработку (сортировку), и 12,1 % — доля ТКО, направленных на утилизацию. При этом в поручении Президента России правительству разработать национальный проект «Экология» на 2025—2030 годы поставлена еще более амбициозная задача предусмотреть мероприятия, которые помогут в том числе «сформировать экономику замкнутого цикла, обеспечивающую к 2030 году сортировку 100 % объема ежегодно образуемых твердых коммунальных отходов ТКО и вовлечение в хозяйственный оборот не менее 25 % вторичных ресурсов и сырья из таких отходов»[1].

При этом по данным ЕМИСС на сентябрь 2024 г., доля направленных на захоронение ТКО, в том числе прошедших обработку (сортировку), в общей массе образованных ТКО, составила 83,6 %, доля ТКО, направленных на сортировку — 54,5 %, доля направленных на утилизацию отходов, выделенных в результате раздельного накопления и сортировки ТКО, в общей массе образованных ТКО (данные ЕМИСС на май 2024 г.) — 13,7 %[2] (т.е. цели проекта «Экология» в этом плане оказались выполнены). В целом эти данные соответствуют общемировым показателям в области обращения с ТКО.

Учитывая масштабы ежегодного «прироста» ТКО в стране и их утилизацию преимущественно путем захоронения на мусорных полигонах, концепцию «Waste-to-energy» стали внедрять и в России.

Еще в рамках проведения Года экологии в России в 2017 г. предполагался запуск пилотного проекта «Нулевое захоронение отходов», предусматривающего строительство в Московской области 4 заводов по термической переработке твердых коммунальных отходов (общей электрической мощностью 280 МВт) и 1 заво-

[1] Новостной портал сайта Министерства цифрового развития, связи и массовых коммуникаций Российской Федерации. [Электронный ресурс] — URL: https://digital.gov.ru/ru/events/50192/ (Дата обращения 13.05.2024).

[2] Доля направленных на утилизацию отходов, выделенных в результате раздельного накопления и обработки (сортировки) твердых коммунальных отходов, в общей массе образованных твердых коммунальных отходов (G2). — Сайт ЕМИСС. [Электронный ресурс] — URL: https://www.fedstat.ru/indicator/61941 (Дата обращения 13.05.2024).

да (мощностью 55 МВт) в г. Казани[1] (мощность определена распоряжением правительства Российской Федерации от 28 февраля 2017 г. № 355-р).

Правительство Российской Федерации своим постановлением от 28 февраля 2017 г. № 240 и распоряжением от 28 февраля 2017 г. № 354-р) установило сроки, порядок и условия проведения конкурсных отборов проектов по строительству генерирующих объектов на основе использования ТКО и реализации таких проектов в рамках механизма договоров предоставления мощности ВИЭ (ДПМ) на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ).[2]

Кроме того, в законе «Об отходах производства и потребления» в понятие утилизации отходов включили «использование ТКО в качестве возобновляемого источника энергии (ВИЭ, или вторичных энергетических ресурсов) после извлечения из них полезных компонентов на объектах обработки», или «энергетической утилизации» (Федеральный закон от 27.12.2019 г. № 450-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»).

По сути, мусоросжигание при условии выработки энергии стало, во-первых, относиться к отрасли переработки ТКО (а не простой ликвидации), что позволяет в целом улучшить статистику по достижению целевых показателей в области переработки отходов, а также финансировать строительство мусоросжигательных заводов в том числе за счет средств экологического сбора; а во-вторых, относиться к отрасли ВИЭ, что позволяет пользоваться соответствующими преференциями на энергорынке. Таким образом, в стране были подготовлены условия для реализации инициативы по энергетической утилизации отходов.

Российские проекты по энергетической утилизации отходов

В мае 2020 года консорциум из трех государственных корпораций — «Ростеха», «Росатома» и ВЭБ.РФ договорился о строительстве в регионах России не менее 25 новых мусоросжигающих электростанций (МТЭС) общей мощностью 1,5 ГВт, которые планируется разместить в агломерациях с населением не менее 500 тыс. человек и крупнейших туристических центрах. Вместе с упомянутыми пятью заводами новые МТЭС смогли бы перерабатывать около 18 млн т, или 15—20 % от общего объема отходов в стране.[3] Оператором строительства были выбраны ООО «Альтернативная генерирующая компания-1» и ООО «Альтерна-

[1] План основных мероприятий по проведению в 2017 году в Российской Федерации Года экологии. [Электронный ресурс] — URL: https://docs.cntd.ru/document/420358056/titles/6580IP (Дата обращения 20.05.2024).

[2] Энергетическая утилизация твердых бытовых отходов. С. 14—18. — Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. [Электронный ресурс] — URL: https://ac.gov.ru/files/publication/a/13175.pdf (Дата обращения 20.05.2024).

[3] «Ростех» с ВЭБом построят 25 новых мусорных заводов за ₽600 млрд. — «РБК». [Электронный ресурс] — URL https://www.rbc.ru/business/14/05/2020/5ebc277b9a794720152b567b (Дата обращения 21.05.2024).

тивная Генерирующая Компания-2» (проекты российской инвестиционной компании «РТ-Инвест»).

Технологическим партнером проекта должна была стать швейцарско-японская компания Hitachi Zosen Inova AG, в 2019 г. подписавшая с ПАО «ЗиО-Подольск» (входит в машиностроительный дивизион Росатома — АО «Атомэнергомаш») консорциальное соглашение, предусматривающее сотрудничество в сфере строительства заводов по переработке отходов в энергию. В свою очередь «ЗиО-Подольск» выступил производителем и комплектным поставщиком оборудования силового острова для заводов.

Проектом предусмотрено строительство МСЖ с технологией сжигания ТКО на колосниковой решетке с максимальной температурой в зоне горения порядка 1260 °С, а также выдерживание образующихся в процессе сжигания дымовых газов в котле при температуре свыше 850 °С более 2 с в целях разрушения диоксинов.[1] Образующиеся в результате работы МСЖ отходы, по обещаниям заказчиков проекта, не должны превышать следующих показателей: шлак — 30 % от массы и 10 % от входящего объема отходов, такой же класс опасности; летучая зола — 3 % от объема отходов, более высокий класс опасности[2], диоксины в дымовых газах — 0,1—0,2 г в год.

Для строительства заводов первоначально были определены территории рядом с существующим полигоном размещения ТКО «Восточный» (в Татарстане) и площадки в Ногинском, Солнечногорском, Раменском, Мытищинском и Наро-Фоминском районах Московской области (позднее число площадок сокращено до 4 — в городских округах Солнечногорск, Богородск, Воскресенск и Наро-Фоминск). В августе 2018 г. стартовало строительство первого завода по термической переработке отходов мощностью 700 тыс. т/год в Воскресенске, а в 2021 г. начато сооружение второго завода в Наро-Фоминском районе.

Несмотря на уверения руководства компаний «РТ-Инвест» и ООО «АГК-1» и «АГК-2» в высокотехнологичности и экологической безопасности заводов, проект вызвал неоднозначные оценки как со стороны общественности, так и со стороны государственных органов и бизнеса, что потребовало проведения дополнительных оценок и экспертиз (как экологических, так и экономических).

Так, в Татарстане в июне 2018 г. проведены дополнительные общественные обсуждения (в форме общественных слушаний) проектной документации запланированного в регионе завода, где были представлены результаты проведенных инженерно-экологических исследований и материалы оценки воздействия на окружающую среду. Согласно им «строительство и эксплуатация завода термического обезвреживания ТКО соответствует установленным природоохранным требова-

[1] Информационный сайт ООО «АГК-1» Энергия из отходов». [Электронный ресурс] — URL: https://w2e.ru/process/ (Дата обращения 21.05.2024).

[2] Там же.

ниям», а «интенсивность воздействия на окружающую среду и здоровье населения не превысит допустимых нормативных значений».[1]

В 2019 г. департамент Росприроднадзора по Приволжскому федеральному округу утвердил положительное заключение комиссии государственной экологической экспертизы по проекту мусоросжигательного завода в Татарстане, сам проект получил положительные заключения Главгосэкспертизы России, а также центра гигиены и эпидемиологии РТ о соответствии проекта обоснования расчетных границ санитарно-защитной зоны МСЗ. Несмотря на это, по просьбе главы Татарстана Р. Минниханова проектную документацию направили на дополнительную независимую экспертизу немецким компаниям Müller-BBM и LGA, которые также дали положительное заключение.[2]

Начавшийся с 2020 г. период нестабильности в мире внес свои коррективы в реализацию проекта. В 2021 г. руководство «Ростеха» заявило об угрозе приостановки финансирования проекта в связи с пандемией коронавируса, увеличившей риск задержки поставки оборудования для заводов на 8—12 месяцев, а также в связи с отменой правительством ряда льгот, которыми пользовался проект. Кроме того, в результате ухода из проекта технологического партнера Hitachi Zosen Inova (в связи с санкциями) возникла необходимость в поиске новых технологических партнеров прежде всего для МСЖ в Татарстане, чье строительство началось позже подмосковных. В мае 2024 г. инвестор МСЗ «РТ-Инвест» подписал контракт с китайской корпорацией Chongqing Sanfeng Covanta Environmental Industry Co., LTD., которая обязалась в течение года произвести и поставить необходимое оборудование для завода в Татарстане.

По данным компании-заказчика проекта «АГК-1» (на июнь 2024 г.), на все заводы уже получена разрешительная документация в полном объеме (заключения Государственной экологической экспертизы, ФАУ «Главгосэкпертиза России», разрешения на строительство)[3].

Тем не менее смена технологического партнера ставит вопрос о необходимости проведения новой государственной экологической экспертизы (как минимум для строящегося завода в Татарстане).

В марте 2024 г. на заводе в Воскресенске провели первый запуск котельной установки. Запуск четырех заводов энергоутилизации отходов в Подмосковье за-

[1] Протокол заседания общественных обсуждений (в форме общественных слушаний) проектной документации «Завод по термическому обезвреживанию твердых коммунальных отходов мощностью 550 000 тонн ТКО в год (Россия, Республика Татарстан)». [Электронный ресурс] — URL: https://zelenodolsk.tatarstan.ru/rural_settlements/osinovo/documents/publ.htm?pub_id=1455209 (Дата обращения 23.05.2024).

2 Исследование рассеивания воздуха на заводе по сжиганию отходов в Зеленодольском районе/Республика Татарстан/ Российская Федерация. — Отчет компании Müller-BBM GmbH. [Электронный ресурс] — URL: https://eco.tatarstan.ru/file/pub/pub_2340911.pdf (Дата обращения 23.05.2024).

[3] Политика в области зеленого финансирования ООО «Альтернативная генерирующая компания — 1». Сайт ООО «АГК-1». [Электронный ресурс] — URL: https://w2e.ru/blog/politika-v-oblasti-zelenogo-finansirovaniya-ooo-alternativnaya-generiruyushchaya-kompaniya-1/ (Дата обращения 20.05.2024).

планирован до конца 2024 года, сроки запуска МСЖ в Татарстане не определены в связи с необходимостью проведения новой экологической экспертизы. Под вопросом остается строительство компанией «РТ-Инвест» 25 мусоросжигательных заводов по России.

Проблемы отрасли переработки ТКО в энергетические продукты

Изучив имеющуюся информацию об особенностях строительства и будущей эксплуатации заводов по энергетической утилизации ТКО, экспертные мнения представителей профильных органов власти, отраслей электроэнергетики и мусороперерабо тки, можно сделать следующие выводы.

Конечно, главный положительный эффект внедрения энергетической утилизации отходов — относительно быстрое решение наиболее острой в настоящий момент проблемы перегруженности свалок и полигонов в стране. В особенности это актуально для Москвы и Московской области, которые производят около 15—20 % ТКО всей страны. Согласно проекту по строительству 4 заводов в Московской области, работа всех МСЗ снизит объем размещения ТБО на полигонах Московской области на 30 %; в Казани планируется достичь «модели нулевого захоронения». Учитывая, что значительная часть объектов захоронения отходов не соответствует требованиям экологического законодательства и санитарным нормам, подвержена частым пожарам, снижение их площадей за счет использования ТКО в качестве энергетического сырья на данных МСЖ позволит снизить загрязнение почв, грунтовых вод и воздуха на прилегающих территориях.

Но кроме того, благодаря уменьшению площади снизится доля попадающего в атмосферу свалочного газа, обладающего сильным парниковым эффектом, что будет способствовать выполнению взятых Россией в рамках Парижского соглашения по климату обязательств достичь к 2030 году выбросов парниковых газов не более 70 % от уровня 1990 года. Сокращению выбросов парниковых газов (CO_2) будет способствовать снижение объемов традиционного топлива (газ, уголь), используемого на объектах тепло- и электроэнергетики (согласно ТЭО проекта «РТ-Инвест», экономия по сравнению с традиционной генерацией составит 0,45 т CO_2 на тонну ТКО)[1]. Соответственно технологию «энергетической утилизации отходов» можно рассматривать как элемент низкоуглеродной экономики.

Однако сжигание ТБО с использованием технологии колосниковой решетки, которую планируется использовать на МСЗ в Республике Татарстан и Московской области, характеризуется образованием вредных выбросов в атмосферу и токсичной золы. Несмотря на обещания руководства «РТ-Инвест» и компании-подрядчика

[1] Технико-экономическое обоснование проекта по строительству в Московской области и Республике Татарстан заводов по термической переработке твердых коммунальных отходов, С. 118.

использовать в строительстве наилучшие доступные технологии, предусматривающие трехступенчатую систему очистки дымовых газов, и постоянный мониторинг состава выбросов, есть опасения в периодичности контроля за выбросами в атмосферу наиболее опасных загрязняющих веществ при эксплуатации МСЗ, таких как диоксины и ртуть. Это теоретически делает возможным злоупотребления со стороны организации, эксплуатирующей МСЗ[1].

Кроме того, применяемые технологии мусоросжигания не обеспечивают 100 %-ное уничтожение отходов. Так, согласно приведенным данным на заседании общественных обсуждений проектной документации «Завод по термическому обезвреживанию ТКО мощностью 550 000 тонн ТКО в год (Россия, Республика Татарстан)», в период эксплуатации проектируемого завода ожидается образование 29 наименований отходов 1, 3—5 классов опасности в суммарном количестве около 200 тыс. т/год, причем 81 % будет составлять шлак и 8 % — летучая зола.[2] Таким образом, будет оставаться неутилизированной значительная часть отходов, при этом их класс опасности будет повышаться.

Кроме того, в ТЭО проекта содержалась информация о том, что для 3 из 4 будущих заводов в Московской области (в Мытищах, Наро-Фоминске, Ногинске) потребуется сокращение санитарно-защитной зоны с 1000 м до 800 м, что может потенциально оказать негативное воздействие на жителей ближайших населенных пунктов[3].

Помимо экологических рисков, значительными видятся и экономические.

Прежде всего, это высокая стоимость строительства и эксплуатации заводов. Капитальные затраты на 1 кВт установленной мощности у МСЗ в 30 раз выше, чем у тепловых электростанций[4].

Законодательное приравнивание ТКО к ВИЭ теоретически открывает доступ к существующим в стране механизмам стимулирования, применяемым в традиционных отраслях возобновляемой энергетики. А именно: механизм предполагает заключение так называемых договоров о предоставлении мощности ВИЭ (ДПМ ВИЭ) между потребителями оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) и операторами генерирующих объектов ВИЭ, обеспечивая инвестору возврат вло-

[1] Энергетическая утилизация твердых бытовых отходов. С. 14—18. — Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. [Электронный ресурс] — URL: https://ac.gov.ru/files/publication/a/13175.pdf (Дата обращения 20.05.2024).

[2] Протокол заседания общественных обсуждений (в форме общественных слушаний) проектной документации «Завод по термическому обезвреживанию твердых коммунальных отходов мощностью 550 000 тонн ТКО в год (Россия, Республика Татарстан)». [Электронный ресурс] — URL: https://zelenodolsk.tatarstan.ru/rural_settlements/osinovo/documents/publ.htm?pub_id=1455209 (Дата обращения 23.05.2024).

[3] Технико-экономическое обоснование проекта по строительству в Московской области и Республике Татарстан заводов по термической переработке твердых коммунальных отходов, С. 15.

[4] *Сафиуллина А.* «Максим Быстров: «Энергетики стали заложниками собственной эффективности». «Ведомости». [Электронный ресурс] — URL https://www.vedomosti.ru/business/characters/2020/06/22/833166-energetiki-zalozhnikami-effektivnosti (Дата обращения 25.05.2024).

женных средств и заранее зафиксированную доходность через оплату стоимости вводимой мощности[1].

Однако такой подход критикуется профильными организациями энергетической отрасли («Советом рынка» и «Сообществом потребителей энергии»), а также Минэнерго России. Критика направлена на экономические перекосы межрегионального и межотраслевого характера: во-первых, механизм ДПМ наполовину будет финансироваться за счет потребителей из других регионов (которые не имеют отношения к утилизируемому на заводах мусору); во-вторых, в целом на отрасль электроэнергетики будет перенесена дополнительная финансовая нагрузка за мероприятия по переработке ТКО. На фоне наблюдаемого на российском энергорынке профицита мощностей стимулирование выработки энергии на МСЖ видится неэффективным.

Критически оценивается приравнивание ТКО к ВИЭ и инвесторами ветровых и солнечных электростанций станций, так как это означает передачу МСЖ части зеленых квот из системы государственного субсидирования зеленой энергетики [1].

Проект (в части планируемого строительства 25 МСЖ в стране) подвергся критике также со стороны курировавшего национальный проект «Экология» вице-премьера В.В.Абрамченко — как его финансовая модель (оплата строительства заводов за счет федерального бюджета и потребителей электроэнергии), так и общая целесообразность строительства 25 заводов в масштабах страны в противовес национальным целям по переходу к экономике замкнутого цикла.

Особенно скептически оценивается правительством выдвинутое «Ростехом» в 2021 г. предложение финансировать строительство 25 заводов за счет средств экосбора, который взимается в рамках расширенной ответственности производителей и импортеров, так как приоритет в его использовании должен отдаваться инициативам по внедрению сортировки и переработки ТКО (в соответствии с приоритетами Комплексной стратегии обращения с ТКО в Российской Федерации).

Помимо этого, ключевым критерием включения энергетической утилизации отходов в сферу ТКО является условие их сжигания «после извлечения из них полезных компонентов на объектах обработки». Учитывая отсутствие системы раздельного сбора отходов в России, возникает вопрос о том, будет ли обеспечена загрузка мощностей МСЖ предварительно отсортированными ТКО, а также как будет осуществляться контроль за поступлением на утилизацию именно отсортированных, а не смешанных отходов.

Заключение

Таким образом, проведенный анализ российского опыта реализации инициативы по термической утилизации отходов выявил ряд как экологических, так и экономических рисков.

[1] Технико-экономическое обоснование проекта по строительству в Московской области и Республике Татарстан заводов по термической переработке твердых коммунальных отходов, С. 15.

Очевидно, что энергетическая утилизация ТКО будет так или иначе внедряться как один из необходимых элементов развития системы обращения с отходами в России в условиях одновременного перенакопления отходов в местах их захоронения, роста ТКО и неразвитости системы раздельного сбора и сортировки, а также в связи с образованием определенного объема «хвостов» — ТКО, которые в настоящее время не поддаются переработке. Однако необходимо обеспечить эффективный мониторинг за соблюдением заявленных компанией показателей по очистке выходящих дымовых газов, решить вопрос с дальнейшим применением (либо местом захоронения) золошлаковых отходов, а также оценить целесообразность строительства заявленного числа МСЖ в стране.

Кроме того, сфера «энергетической утилизации» отходов не ограничивается строительством тепловых электростанций на ТКО (чем, по сути, являются МСЖ). Органические отходы, занимающие значительную долю в общей массе ТКО, при условии их сортировки могут использоваться в качестве биомассы для производства энергии путем предварительной газификации, сжижения, пиролиза, а также для производства биотоплив [2].

Приоритетным направлением государственной политики в области обращения с отходами должно стать внедрение раздельного сбора мусора среди населения и развитие мусоросортировочных и мусороперерабатывающих мощностей с использованием в перспективе МСЖ преимущественно для утилизации т.н. «хвостов» ТКО.

В целом российская отрасль обращения с отходами проходит тот путь, который многие страны прошли за 20—30 лет. При использовании позитивного зарубежного опыта как в области нормативно-правового регулирования, так и применения технологий, при условии формирования у населения более ответственного отношения к производству, сортировке и утилизации бытовых отходов, возможно создание в России эффективной системы обращения с ТКО, которая будет способствовать снижению углеродоемкости экономики.

Список использованных источников и литературы

1. **Ланьшина Т.А.** Исследование актуальных инструментов экономической политики в сфере возобновляемой энергетики в России и в мире. Москва, 2020 г. 64 с.
2. **Возобновляемая** энергетика в контексте регионального развития: учебное пособие / Е.И. Голубева, С.В. Киселева, Н.И. Чернова и др. М.: Наука, 2021. 248 с.
3. **Перечень** поручений по реализации Послания Президента Федеральному Собранию от 30 марта 2024 года. [Электронный ресурс] — URL: http://kremlin.ru/acts/assignments/orders/73759 (Дата обращения 07.05.2024). План основных мероприятий по проведению в 2017 году в Российской Федерации Года экологии. [Электронный ресурс] — URL: https://docs.cntd.ru/document/420358056/titles/6580IP
4. **Федеральная** государственная информационная система учета ТКО. Сайт РЭО. [Электронный ресурс] — URL: https://utko.mnr.gov.ru/

ОЦЕНКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА БИОТОПЛИВЕ В ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ ЗОНАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Губий Е.В., канд. техн. наук, научный сотрудник, egubiy@gmail.com,
Козлов А.Н., канд. техн. наук, старший научный сотрудник, kozlov@isem.irk.ru,
Пензик М.В., канд. хим. наук, старший научный сотрудник, penzik@isem.irk.ru,
ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

Ключевые слова: биоэнергетика, газогенератор, газогенераторная электростанция, древесная щепа, топливные пеллеты.

Представлены исследования по оценке эффективности газогенераторных электростанций, работающих на биомассе для электроснабжения населенных пунктов, расположенных в децентрализованной зоне электроснабжения в двух вариантах — выработка только электрической энергии и комбинированная выработка электрической и тепловой энергии. Результаты оценок показали, что при выработке только электрической энергии значения нормированной стоимости варьируется от 35,52 до 83,63 руб/кВт · ч и зависят, прежде всего, от уровня электрической нагрузки рассматриваемых населенных пунктов. При переходе в режим когенерации значения нормированной стоимости возрастают вследствие превалирования дополнительных инвестиций над экономией топлива. Показано, что щепу как самое дешевое древесное топливо целесообразно возить на расстояние не более 115 и 180 км по сравнению с пеллетами и дизельным топливом соответственно.

Исследование выполнено за счет проекта Минобранауки РФ № 075-15-2024-0659 с использованием ресурсов ЦКП «Высокотемпературный контур» (ИСЭМ СО РАН).

Введение

Биомасса является перспективным источником энергии, которую можно эффективно конвертировать в электрическую и тепловую энергию с помощью процесса газификации [1].

Основным направлением роста доли биомассы в электроэнергетике является использование газогенераторных электростанций (ГГЭС) небольшой мощности для локального энергоснабжения. Как правило, такие электростанции состоят из газогенератора биомассы и двигателя внутреннего сгорания, соединенного с электрическим генератором [2]. Применение таких электростанций может быть особенно эффективно на территориях, отдаленных от основных транспортных магистралей,

где транспортировка топлива затруднена из-за сезонности поставок или ее высокой стоимости, где потенциал солнечной и ветровой энергии не позволяет их использовать для устойчивого энергоснабжения, при этом рассматриваемые территории должны иметь достаточные ресурсы биомассы.

Древесная биомасса отличается от ископаемых топлив низким содержанием серы, азота и золы [3] и обладает нулевой эмиссией CO_2. Однако мощность ГГЭС ограничена областью сбора и логистическими проблемами доставки топлива [4].

Для повышения надежности энергоснабжения используются гибридные системы, включающие несколько возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Гибридные системы малой мощности, включающие в себя фотоэлектрические системы (ФЭС) и газогенератор на биомассе или дизельную электростанцию (ДЭС), обеспечивают высокую надежность автономного энергоснабжения при минимальных затратах [5, 6]. Стоит отметить, что на территориях, на которых имеются ресурсы биомассы, ГГЭС в составе гибридной энергосистемы являются более предпочтительным вариантом, чем ДЭС [7].

Возможность применения источников энергии на основе технологии газификации биомассы нуждается в тщательной оценке для каждого конкретного случая. Экономическая эффективность такого способа электроснабжения зависит от ряда факторов: обеспеченность сырьем в долгосрочной перспективе, транспортная инфраструктура местности, возможность бесперебойной поставки биотоплива и др. В данной статье представлены исследования по оценке эффективности ГГЭС для нескольких населенных пунктов, расположенных на побережье озера Байкал. Рассматриваемые населенные пункты имеют децентрализованное энергоснабжение, для которых доставка топлива затруднена и носит сезонный характер.

Материалы и методы

В мировой практике для выбора одного энергетического проекта среди нескольких в качестве основного инструмента применяется показатель нормированной стоимости электроэнергии LCOE (Levelized cost of energy) [8—10]. Этот показатель представляет собой отношение суммы всех затрат (капитальных и текущих) в течение жизненного цикла проекта к вырабатываемой за весь срок службы электроэнергии. Нормированная стоимость электроэнергии отражает такой тариф на электрическую энергию, при котором инвестору обеспечена безубыточность. Этот показатель определяется по формуле

$$\mathrm{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^{n} (C(t) + I(t))(1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^{n} H(t)(1+r)^{-t}}, \qquad (1)$$

где $C(t)$ — эксплуатационные затраты проекта в год t, млн руб.; $I(t)$ — капитальные затраты проекта в год t, млн руб.; r — ставка дисконтирования; $H(t)$ — количество произведенной электроэнергии за год t, кВт · ч; n — жизненный цикл технологии, количество лет.

При производстве двух и более видов энергии в едином цикле существует проблема разнесения затрат между ними. Учитывая, что уменьшение количества используемого топлива приводит к снижению тарифной нагрузки на потребителей, эта проблема является не только технической, но и важной социальной. Для решения рассматриваемой задачи существует множество методов распределения затрат. В данной работе использован метод отключения. В условиях конкурентных рынков электрической и тепловой энергии этот метод позволяет сравнивать значения тарифов на электрическую и тепловую энергию при комбинированном и раздельном производстве. Например, если известен экономически обоснованный тариф на тепловую энергию, вырабатываемую в котельной, то методом отключения можно определить экономически обоснованный тариф на электрическую энергию при сохранении заданного тарифа на тепловую энергию. Этот метод можно проиллюстрировать графически с помощью треугольника Гинтера (рис. 1). С его помощью можно определить значения экономически обоснованных тарифов на электрическую и тепловую энергии для различных режимов.

Площадь байкальской природной территории (БПТ) составляет 386 тыс. км. Центральная экологическая зона (ЦЭЗ) БПТ включает в себя озеро Байкал, острова и водоохранную зону и имеет площадь около 90 тыс. км^2 [11]. Для предотвращения негативного воздействия на экологическую систему озера Байкал разработан перечень видов хозяйственной деятельности, запрещенных в ЦЭЗ БПТ [12]. На территории, входящей в ЦЭЗ, имеются населенные пункты, в которых отсутствует централизованное электроснабжение: Давша, Курбулик, Зама, Кочерикова, Онгурен (рис. 2).

Поселок Давша был упразднен в 2023 году. Однако остались объекты Баргузинского заповедника: центральная усадьба, метеостанция и несколько жилых домов. Электроснабжение в основном отсутствует, только метеостанция обеспечена ФЭС. Другим поселком, в котором отсутствует полностью электроснабжение, является Курбулик.

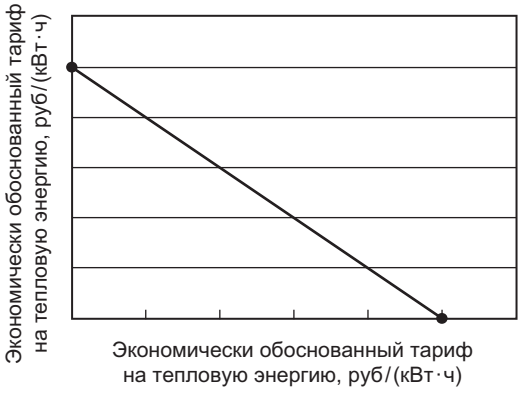


Рис. 1. Треугольник Гинтера

В населенных пунктах Кочерикова и Зама электроснабжение осуществля-



Рис. 2. Месторасположение объектов исследования

ется от ДЭС. В поселке Онгурен имеется гибридная микроэнергосистема в составе ДЭС, ФЭС и ветроэнергетической установки (ВЭУ). Однако при проектировании и монтаже данной системы были допущены существенные ошибки, поэтому ВЭУ не работает, а ФЭС работает на значительно меньшей мощности, чем запланировано. Таким образом, электроснабжение осуществляется почти полностью за счет ДЭС. Несмотря на дефицит электрогенерирующих мощностей в этих населенных пунктах, все они имеют высокую перспективу развития, которую определяет тенденция активного вовлечения территорий в экотуризм [13].

В табл. 1 представлены характеристики рассматриваемых населенных пунктов с учетом развития туристической инфраструктуры и фермерских хозяйств.

Таблица 1. **Текущий уровень и перспективные показатели электроснабжения в исследуемых населенных пунктах**

Населенный пункт	Численность населения, чел.	Текущие показатели		Перспективные показатели	
		Максимальная нагрузка, кВт	Потребление электроэнергии, тыс. кВт · ч/год	Максимальная нагрузка, кВт	Потребление электроэнергии, тыс. кВт · ч/год
Онгурен	421	110	392,4	400	638,74
Кочерикова	44	20	66,2	40	66,20
Курбулик	101	—	—	100	103,9
Зама	39	—	—	40	66,20
Давша	0	3,0	4,1	12	20,51

Схема электроснабжения потребителей

На рис. 3 представлена принципиальная схема системы электроснабжения на основе газогенератора биомассы, двигателя внутреннего сгорания, которая может быть дооснащена системой когенерации. Для выработки тепла используется либо часть ге-

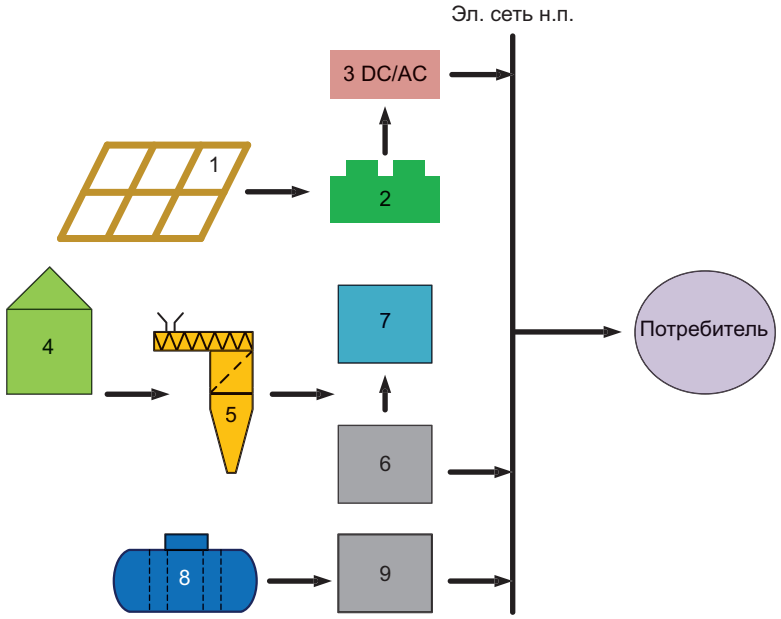


Рис. 3. Схема микроэнергосистемы в составе ФЭС, ГГЭС и ДЭС:
1 — фотоэлектрический преобразователь; *2* — аккумуляторы; *3* — инвертор; *4* — топливный склад; *5* — газогенератор; *6* — газопоршневой двигатель с электрогенератором; *7* — блок когенерации; *8* — склад дизельного топлива; *9* — дизельный двигатель с электрогенератором

нераторного газа, либо тепло дымовых газов ДВС, температура которых составляет около 300—350 °С. Данная схема может быть дополнена ДЭС и/или станцией, работающей на ВИЭ. ДЭС может быть использована как для покрытия пиковых нагрузок, так и для резервирования на случай профилактических и аварийных выключений газогенератора. Электростанция на ВИЭ (ветер, солнце) используется для покрытия пиковых нагрузок, так и для снижения доли использования дизельного топлива.

В качестве исходных данных для расчетов в статье использованы ГГЭС Power Pallet PP30 производства компании All Power Labs (США). Газогенераторы компании APL использованы во многих работах по исследованию локальных систем энергоснабжения на основе технологии газификации биомассы [14, 15]. Ее основные характеристики представлены в табл. 2.

Таблица 2. **Характеристики газогенераторной электростанции Power Pallet PP30**

Показатель	Генерация электроэнергии	Когенерация
Электрическая мощность	18 кВт	18 кВт
Тепловая мощность	—	27 кВт
Удельный расход топлива	1 кг/ кВт · ч	0,4 кг/ кВт · ч
Расход энергии на собственные нужды	1,6 %	
КПД	92 %	
Максимальное время непрерывной работы	> 16 часов	
Время запуска	10—15 минут	
Капитальные затраты	3,5 млн руб.	4,0 млн руб.

Экономическая оценка использования газогенераторов

При оценке топливной составляющей энергоносителя в себестоимости электроэнергии важной составляющей является стоимость транспортировки, особенно когда речь идет об удаленных населенных пунктах с плохой или отсутствующей транспортной инфраструктурой. Поэтому для всех пяти рассматриваемых населенных пунктов были проанализированы топливные составляющие разных энергоносителей в конечной стоимости электроэнергии. Установлено, что топливная составляющая 1 кВт·ч, выработанного ГГЭС при использовании пеллет, без учета транспортных затрат [7 руб/(кВт·ч)] в 5 раза выше, чем при использовании топливной щепы [1,5 руб/(кВт·ч)]. При транспортировке биотоплива на расстояние менее 115 км целесообразно использовать на ГГЭС топливную щепу, при транспортировке биотоплива на расстояние более 115 км — пеллеты. На рис. 4 показано, как изменяется топливная составляющая пеллет, щепы и дизельного топлива в себестоимости электроэнергии в зависимости от расстояния, на которое осуществляются

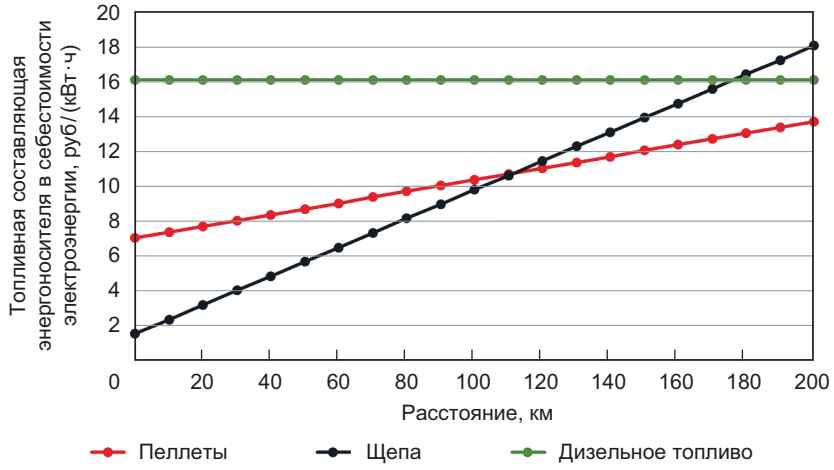


Рис. 4. Зависимость изменения топливных составляющих разных видов топлива в себестоимости электроэнергии

грузоперевозки. На расстояние менее 180 км выгоднее транспортировать щепу, чем дизельное топливо, на большее расстояние — наоборот.

Установлено, что транспортировать топливную щепу целесообразно только в п. Курбулик, расположенном в 50 км от п.г.т. Усть-Баргузин, в котором расположено много лесоперерабатывающих предприятий. Из-за большой удаленности от мест переработки древесины в остальные населенные пункты экономически целесообразнее поставлять древесные пеллеты, ввиду их более высоких насыпной плотности и теплоты сгорания.

В табл. 3 представлены показатели, характеризующие перспективное электроснабжение рассматриваемых населенных пунктов. Проведенные экономические оценки показали, что значение себестоимости электрической энергии зависит от электрической нагрузки и дальности транспортировки топлива. Чем меньше электрическая нагрузка, тем большую долю затрат в себестоимости занимает фонд оплаты труда. С увеличением электрической нагрузки стоимость топлива и его транспортировки превалируют над фондом оплаты труда.

Наиболее низкое значение LCOE 35,5 руб/(кВт·ч), несмотря на большое транспортное расстояние, оказалось в Онгуренах. Это связано с эффектом масштаба производства (максимальная нагрузка составляет 400 кВт, ежегодное потребление электроэнергии — почти 640 тыс. кВт·ч). В результате эффекта масштаба значение LCOE в Давше оказалось самым высоким — 93,7 руб/(кВт·ч). В поселках Кочерикова и Зама, где максимальная нагрузка и потребление электроэнергии одинаковы, значения LCOE существенно различаются. В Кочерикова оно составляет 45,9 руб/(кВт·ч), что на 7,8 руб/(кВт·ч) ниже, чем при аналогичных схемах электроснабжения в Заме. Это вызвано разницей капитальных затрат

Таблица 3. **Некоторые показатели, характеризующие перспективное электроснабжение рассматриваемых населенных пунктов**

Населенный пункт (вид топлива)	Состав оборудования	Удельная себестоимость, руб/(кВт · ч)	LCOE, руб/(кВт · ч)		
			ГГЭС	ГГЭС (когенерация)	ДЭС
Онгурен (пеллеты)	8ГГЭС + ДЭС + СЭС	29,22	35,52	36,81	17,17
Кочерикова (пеллеты)	ГГЭС + ДЭС	36,22	45,87	47,41	27,26
Курбулик (пеллеты)	4ГГЭС	27,04	40,49	42,95	22,58
Курбулик (щепа)	4ГГЭС	23,65	36,25	38,72	22,58
Зама (пеллеты)	ГГЭС + ДЭС	37,79	53,67	55,22	30,06
Зама (пеллеты)	2ГГЭС	37,53	54,77	57,87	30,06
Давша (пеллеты)	ГГЭС	57,85	93,69	98,69	53,25

(в н.п. Кочерикова уже есть ДЭС достаточной мощности, а в н.п. Зама требуется ее приобретение). Согласно другой схеме электроснабжения н.п. Зама, при которой предусматривается отказ от ДЭС, но при этом используются 2 ГГЭС, LCOE составляет 54,8 руб/(кВт · ч). В н.п. Курбулик, где до настоящего времени электроснабжение не осуществлялось, в случае работы ГГЭС на пеллетах, LCOE составляет 40,5 руб/(кВт · ч), на топливной щепе — 36,3 руб/(кВт · ч).

Проведенные оценки показали, что в результате перехода ГГЭС в режим когенерации, LCOE возрастают вследствие превалирования дополнительных инвестиций над экономией топлива. При среднем возрастании капитальных затрат на 11 % значение LCOE возрастает на 0,1—3,0 %. Чем выше электрическая нагрузка, тем меньше рост LCOE.

Значительная часть затрат в себестоимости электроэнергии приходится на приобретение газогенераторов. На рис. 5 показано, как изменится нормированная сто-

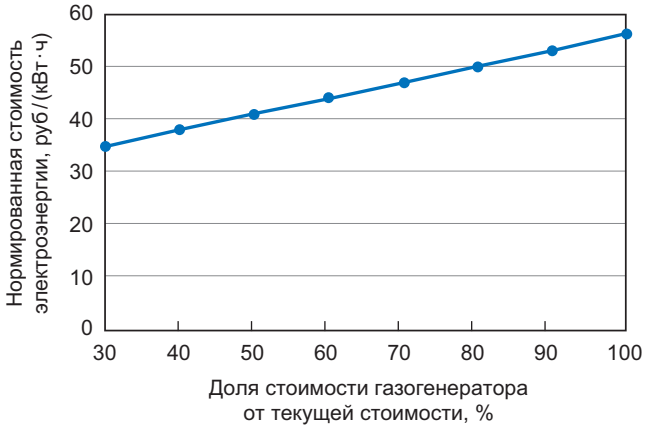


Рис. 5. Зависимость изменения нормированной стоимости электроэнергии от стоимости газогенератора

имость электроэнергии, при удешевлении газогенератора вплоть дор 30 % текущей стоимости. Показано, что даже такое снижение капитальных затрат не сделает ГГЭС равноэкономичными с ДЭС.

В последнем столбце табл. 2 указаны значения LCOE для случаев электроснабжения с использованием только ДЭС. Естественно, что по сравнению с электростанциями, работающими на ВИЭ эти значения ниже (на 40—60 %).

Заключение

Рассмотрены варианты организации электроснабжения децентрализованных потребителей с использованием ГГЭС, работающих на древесном топливе. При оценке транспортной составляющей древесного топлива показано, что щепу выгодно поставлять на расстояние не более 115 и 180 км от потребителя по сравнению с пеллетами и дизельным топливом соответственно.

Экономические оценки показывают, что значения LCOE варьируются от 35,52 до 93,69 руб/(кВт·ч) при выработки только электрической энергии и от 36,81 до 98,69 руб/(кВт·ч) при комбинированной выработке электрической и тепловой энергий. Данные величины зависят прежде всего от уровня электрической нагрузки. Чем ниже электрическая нагрузка, тем менее эффективна когенерация.

Сравнение результатов с аналогичными оценками, полученными в других странах, показало, что стоимость производимой электроэнергии на ГГЭС в России существенно выше. Это связано с тем, что рынок ГГЭС в России практически не развит, а рассматриваемый серийный газогенератор имеет высокую стоимость.

Список используемой литературы

1. **Biomass** gasification for electricity generation: Review of current technology barriers / J.A. Ruiz et al. // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2013. V. 18. P. 174—183.
2. **Small-scale** biomass gasification systems for power generation (< 200 kW class): A review / Y.A. Situmorang et al. // Renewable and sustainable energy reviews. 2020. V. 117. P. 109486.
3. **Characteristic** properties of alternative biomass fuels / M. Lisý et al. // Energies. 2020. V. 13 (6). P. 1448.
4. **Asadullah M.** Barriers of commercial power generation using biomass gasification gas: A review // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2014. V. 29. P. 201—215.
5. **Design** and optimal energy management of community microgrids with flexible renewable energy sources / N. Tomin et al. // Renewable Energy. 2022. V. 183. P. 903—921.
6. **Techno-economic** assessment of biomass gasification-based mini-grids for productive energy applications: The case of rural India / C.L. Chambon et al. // Renewable Energy. 2020. V. 154. P. 432—444.
7. **Shakirov V., Kozlov A.** Multi-criteria assessment of biomass gasification-based hybrid energy systems in remote areas // Biofuels, Bioproducts and Biorefining. 2022. V. 17 (2).

8. **Шерьязов С.К., Пташкина-Гирина О.С., Низамутдинова Н.С.** Экономические показатели возобновляемой энергетики // Вестник НГИЭИ. 2019. № 2 (93). С. 48—58.
9. **Веселов Ф.В., Панкрушина Т.Г., Золотова И.Ю.** Тарифная политика в электросетевом комплексе как фактор инвестиционной привлекательности источников распределенной генерации в ЕЭС России // Промышленная энергетика. 2018. № 11. С. 2—10.
10. **Hansen K.** Decision-making based on energy costs: Comparing levelized cost of energy and energy system costs // Energy Strategy Reviews. 2019. V. 24. P. 68—82.
11. **Государственный** доклад «О состоянии озера Байкал и мерах по его охране в 2016 году». — Иркутск: ИНЦХТ, 2017. 374 с.
12. **Постановление** Правительства Российской Федерации № 643 «Об утверждении перечня видов деятельности, запрещенных в центральной экологической зоне Байкальской природной территории» от 30 августа 2001 г. (с изменениями на 26 марта 2018 года). URL: http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102072593 (Дата обращения: 29.09.2024).
13. **Евстропьева О.В., Корытный Л.М.** Как развивать трансграничный экологический туризм в бассейне озера Байкал // Всероссийский экономический журнал ЭКО. 2014. № 12 (486). С. 76—85.
14. **Efficiency** and economical assessment of a solar powered dryer combined with a biomass gasification system / Puglia M. et al. // International Journal of Heat and Technology. 2019. V. 37 (3). P. 705—709.
15. **Techno-economic** study of a small scale gasifier applied to an indoor hemp farm: From energy savings to biochar effects on productivity / Pedrazzi S. et al. // Energy Conversion and Management. 2021. V. 228. P. 113645.

ПОТЕНЦИАЛ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СИСТЕМ КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ В КРАСНОДАРСКОМ КРАЕ

Житцова Е.Ю., студент, kzhittsova@yandex.ru,
Географический факультет МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва

Ключевые слова: энергетический потенциал, кондиционирование, солнечная энергетика, Краснодарский край, СЭС, ВИЭ.

В статье оценивается потенциал использования солнечной энергии для обеспечения работы систем кондиционирования воздуха в Краснодарском крае. На основе данных об удельной (на единицу мощности) производительности фотоэлектрических модулей было определено суммарное производство энергии. Определена необходимая мощность солнечных установок и требуемая площадь крыш для размещения СЭС.

Введение

Благодаря природно-климатическим условиям Краснодарский край является крупнейшим рекреационным регионом России, что определяет заметную сезонную неоднородность потребления энергии с максимумом в теплый период года. Этот максимум обусловлен как притоком большого количества отдыхающих и туристов в край, так и ростом затрат энергии на кондиционирование в период высоких температур атмосферного воздуха. Более того, изменение климатических условий (рис. 1) в Краснодарском крае также обуславливает положительную динамику масштабов использования систем кондиционирования. Летний сезон является в то же время наиболее продуктивным с точки зрения использования солнечной энергии.

Данные факторы определяют актуальность оценки потенциала солнечной энергетики, который в контексте данной работы определяется как мощность и площадь солнечных электростанций (СЭС) для энергообеспечения систем кондиционирования. В работе в последующем будет рассматриваться потенциал солнечной энергетики для энергообеспечения потребностей в системах кондиционирования для шести городов Краснодарского края: Анапа, Армавир, Геленджик, Ейск, Краснодар, Сочи. Выбор данных городов обусловлен следующими причинами:

– являются одними из крупнейших городов края с высоким развитием рекреационного комплекса;

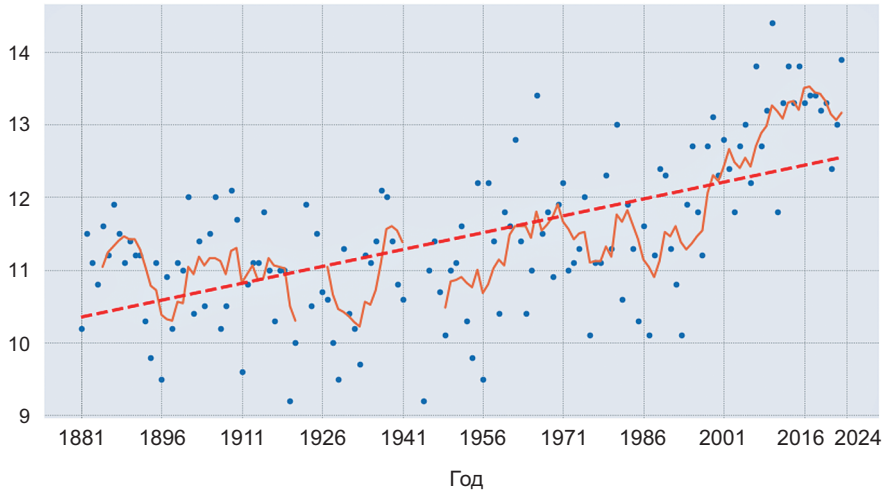


Рис. 1. Динамика среднегодовой температуры воздуха в Краснодаре за период 1881—2024 гг. (по данным [1]):
красная пунктирная линия — линия тренда, оранжевая кривая — скользящее среднее по интервалам в 5 лет

– имеют различное географическое положение; отличаются по ресурсам солнечной энергии и климатическим условиям в части средних температур воздуха в теплый период года, что определяет потребление энергии системами кондиционирования;

– доступны для анализа благодаря наличию статистических данных, позволяющих оценить количество систем кондиционирования, общей площади крыш жилого фонда малой и средней этажности и других характеристик.

Материалы и методы исследования

Для определения общего потребления энергии в городе на кондиционирование необходимо знать количество кондиционеров, используемых в городах и в регионе в целом. В работе была принята первичная гипотеза об установке солнечных модулей, обеспечивающих потребности в дополнительном энергоснабжении систем кондиционирования, на крышах домов жилого и гостиничного фонда. В связи с ограниченностью площади крыш, особенно в случае многоэтажных и соответственно многоквартирных домов (МКД), в качестве объектов размещения систем кондиционирования были рассмотрены жилые здания малой и средней этажности (до 6 этажей), а также мини-гостиницы. Источником информации послужил веб-сайт общественного инициативного проекта «Дом.МинЖКХ.РФ[1]»

[1] Дом.МинЖКХ является частью общественного инициативного проекта МинЖКХ.РУ и содержит информацию о жилом фонде в Российской Федерации. В базе сервиса содержится информация о 934 тысячах домов в 85 регионах: управляющая компания, фотографии и планы на карте, количество этажей, год постройки и ввода в эксплуатацию, серия и тип постройки здания — всего более 40 характеристик [2].

[2], а также официальный сайт. На основе полученных данных медианное значение этажности зданий в рассматриваемых городах соответствует критерию малой и средней этажности. Таким образом, принятая гипотеза позволяет получить достоверные оценки общего количества систем кондиционирования в городах региона исследований.

Для оценки потенциала солнечной энергетики в работе была определена средняя многолетняя прогнозная производительность современных фотоэлектрических модулей (ФЭМ) для выбранных территорий (городов Краснодарского края). При оценке ресурсов солнечной энергии и производительности ФЭМ могут быть использованы данные многолетних наблюдений на актинометрических станциях. Однако из-за их незначительного количества на территории Краснодарского края (всего две, расположенные в гг. Краснодар и Сочи) и, следовательно, недостаточного покрытия территории наблюдениями, в работе были использованы данные NASA POWER [3]. Этот массив данных имеют пространственное разрешение 0,5 × 0,625 градуса широты и долготы для метеорологических данных и 1 × 1 градус широты и долготы для характеристик приходящей солнечной радиации. Для верификации (проверки) адекватности данных NASA POWER по суммарной солнечной радиации на горизонтальную поверхность, было проведено сравнение их со средними многолетними значениями, полученными из наземных измерений суммарной солнечной радиации [4]. Результаты сравнения отражены на графике (рис. 2) в виде отклонения (Δ) солнечной радиации по NASA POWER (I_{NP}) от среднего по двум

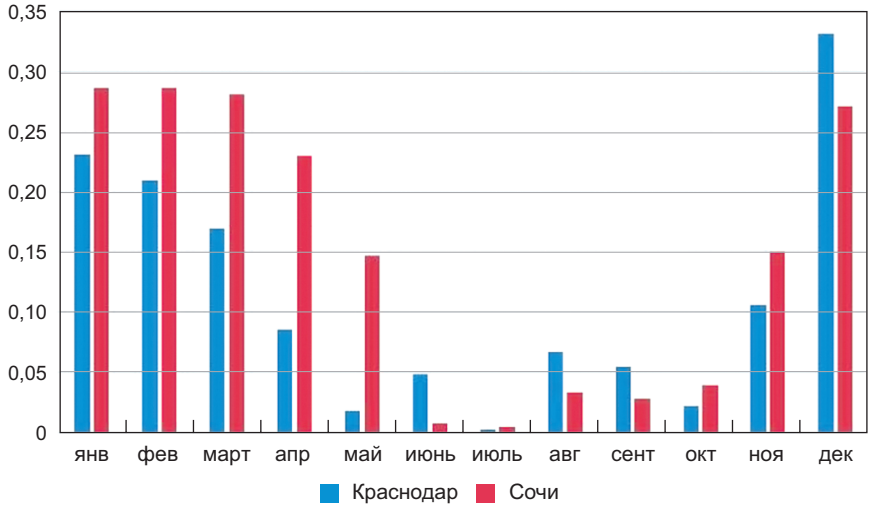


Рис. 2. Отклонения Δ данных NASA по средней месячной суточной сумме суммарной солнечной радиации от данных актинометрических наземных наблюдений (в долях единица — по оси Y) для гг. Краснодара и Сочи [составлено автором на основе расчетных данных]

источникам данных — NASA POWER и наземным актинометрическим измерениям ($I_{акт}$), приведенным в Научно-прикладном справочнике по климату [4]:

$$\Delta = 2\frac{I_{NP} - I_{акт}}{(I_{NP} + I_{акт})}.$$

График наглядно иллюстрирует вариативность отклонения, которое рассматривается как погрешность исходных данных для расчетов производительности фотоэлектрических модулей. Видно, что максимальная погрешность достигается в зимний период (превышение данных NASA наземных измерений до 30 % и более). В теплый период года (май — октябрь) максимальное отклонение наблюдается в мае для г. Сочи (15 %), минимальное (порядка 0 %) — в июне и июле для гг. Сочи и Краснодар.

Таким образом, анализ представленного графика позволяет утверждать, что наиболее значительные отклонения в показателях наблюдаются в зимний и весенний периоды для гг. Краснодар и Сочи, тогда как минимальные отклонения фиксируются в летний период. Это позволило в дальнейшем рассматривать полученные результаты по оценке производительности солнечных модулей с максимальной погрешностью 15 %.

Результаты и обсуждение

Оценки расхода энергии на кондиционирование в изучаемых городах были проведены на основе данных о количестве часов, когда температура воздуха превышает базовую (18 °С), а также о возможном количестве единиц систем кондиционирования. Согласно принятым предположениям, все номера в мини-гостиницах и каждая квартира в мало- и среднеэтажных домах городов Краснодарского края оборудованы кондиционерами. Это позволяет оценить потенциальную нагрузку на энергетическую систему без учета многоэтажных зданий и частных домов. Рассчитанная общая потребность в энергии для обеспечения работы систем кондиционирования в мини-гостиницах и в квартирах мало- и среднеэтажных многоквартирных домов представлена в табл. 1.

Из табл. 1 видно, что города Краснодар и Сочи требуют наибольшего объема энергии на эти нужды, а именно 325 и 155 ГВт·ч/период* соответственно. Города Геленджик и Анапа обладают минимальными показателями энергопотребления систем кондиционирования, что объясняется их ориентировкой на туристический сектор (отели и гостиницы), а также относительно невысокой численностью населения и объемом жилищного фонда.

На основе данных об удельной (на единицу мощности) производительности фотоэлектрических модулей (источник: ГИС ВИЭ России [5]) было определено суммарное за период май—октябрь производство энергии (Вт·ч/Вт). А из общей

Таблица 1. **Общее потребление энергии системами кондиционирования в жилом фонде городов Краснодарского края [составлено автором]**

Город	Количество часов, когда температура больше 18 градусов, ч/период*	Расход энергии, кВт · ч	Количество квартир в мало- и среднеэтажных этажных МКД	Общее потребление электроэнергии, ГВт · ч/период*
Анапа	2859	2230	16 581	37
Армавир	2554	1992	22 133	44
Геленджик	2945	2297	12 042	28
Ейск	2954	2304	18 220	42
Краснодар	2755	2149	151 257	325
Сочи	2755	2149	72 040	155

* В качестве периода в работе приняты теплые полгода (апрель — сентябрь).

Таблица 2. **Требуемая для систем кондиционирования общая мощность солнечных фотоэлектрических модулей**

Город	Удельная суточная производительность фотоэлектрических модулей (солнечных панелей) Вт · ч/Вт в сутки в период использования кондиционеров в Краснодарском крае						Суммарная удельная производительность ФЭМ за период Вт · ч/Вт	Мощность всей солнечной станции (ГВт)
	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь		
Анапа	6,05	6,07	6,08	6,02	5,50	3,73	1026	0,03
Армавир	5,64	5,74	5,94	6,00	5,47	3,97	1005	0,04
Геленджик	5,75	5,71	5,91	6,02	5,41	4,13	1010	0,02
Ейск	5,76	5,63	5,72	5,93	5,44	3,26	973	0,04
Краснодар	5,75	5,72	5,91	6,03	5,42	4,15	1011	0,32
Сочи	5,28	5,33	5,69	5,75	5,21	4,08	962	0,16
							Итого	0,63

требуемой на нужды кондиционирования электроэнергии для каждого города края определена необходимая мощность солнечных установок (табл. 2).

Таким образом, была рассчитана необходимая мощность солнечной станции за требуемый период в различных городах, учитывая производительность работы СЭС в зависимости от географического положения. На основе единичной мощности ФЭМ (400 Вт) и занимаемой им площади поверхности Земли с учетом технологических проходов для минимизации взаимного затенения соседних модулей была рассчитана общая площадь территории, необходимой для размещения солнечных установок (табл. 3).

Таблица 3. **Результаты расчета требуемой площади территории для размещения солнечных установок**

Город	Количество необходимых ФЭМ мощностью 400 Вт	Площадь территории, занятая ФЭМ, км^2	Доступная площадь крыш мини-гостиниц, средне- и малоэтахных МКД, км^2	Доля площади крыш малоэтажных зданий и мини-гостиниц в общей требуемой площади, %
Анапа	90 060	0,8	0,23	28
Армавир	109 670	1,0	0,39	39
Геленджик	68 410	0,6	0,24	40
Ейск	107 700	1,0	0,28	28
Краснодар	803 290	7,5	2,21	30
Сочи	402 270	3,7	1,00	27

Результаты проведенного исследования показывают, что необходимая площадь территории, занятая ФЭМ, составляет 1469 га. Площади крыш МКД недостаточна для удовлетворения энергопотребностей систем кондиционирования за счет ФЭМ. Доля площади крыш, которые могут быть использованы для установки солнечных панелей, варьирует от 27 до 40 % от необходимой для каждого города, рассмотренного в исследовании.

Немаловажным вопросом является избыточность производства энергии солнечной станцией в период, когда потребление энергии на нужды кондиционирования в регионе сокращаются. Следует отметить, что в холодный период года фотоэлектрические модули продолжают функционировать и генерировать электрическую энергию, хотя их производительность снижается из-за снижения прихода солнечной радиации вследствие низкого положения солнца над горизонтом, сокращения числа часов солнечного сияния, увеличения облачности и других природных факторов. В табл. 4 показано изменение средней за месяц удельной производительности ФЭМ российской компании Hevel [6] в рассматриваемых географических точках. Видно, что производительность в январе составляет 18 % от производительности в июле, а амплитуда колебаний производительности составляет 4,9 кВт·ч/кВт.

При рассчитанной выше общей мощности солнечной станции, покрывающей нужды на кондиционирование в крае 0,63 ГВт колебания поступления энергии в региональную энергосистему между июлем и январем составит 4,9 ГВт·ч. Эта величина (табл. 5) составляет 0,04 % от годовой суммарной производительности всех теплоэлектростанций в крае. Избыточная электрическая энергия может быть направлена на покрытие отрицательного электроэнергетического баланса в холодный период года или на нужды отопления и горячего водоснабжения (электрические котельные).

Таблица. 4. **Средняя удельная суточная производительность фотоэлектрических модулей (солнечных панелей), Вт · ч/Вт установленной мощности за каждый месяц года. Составлено автором на основе данных ГИС ВИЭ России [5]**

Город	Координаты		Удельная производительность, Вт · ч/Вт в сутки												
Город	Широта с.ш.	Долгота в.д.	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Суммарная удельная производительность за год, Вт · ч/Вт
Анапа	45,5	37,5	1,1	2,0	3,7	5,5	6,0	6,0	6,0	6,0	5,5	3,7	1,7	0,9	1481
Армавир	45,5	41,5	1,8	3,0	3,6	4,9	5,6	5,7	5,9	6,0	5,4	3,9	2,1	1,4	1519
Геленджик	45,5	38,5	1,3	2,5	3,5	5,1	5,7	5,7	5,9	6,0	5,4	4,1	2,0	1,1	1489
Ейск	45,5	38,5	0,8	1,9	3,4	5,0	5,7	5,6	5,7	5,9	5,4	3,2	1,1	0,6	1367
Краснодар	45,5	39,5	1,3	2,5	3,5	5,1	5,7	5,7	5,9	6,0	5,4	4,1	2,0	1,2	1489
Сочи	45,5	40,5	2,1	3,4	3,8	4,8	5,2	5,3	5,6	5,7	5,2	4,0	2,9	2,1	1545

Таблица 5. **Динамика потребления электрической энергии и максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края с выделением данных по Краснодарскому краю [7]**

Показатель	2017 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края				
Потребление электрической энергии, млн кВт · ч	—	27 421	29 961	31 049
Годовой темп прироста, %	—	–0,75	9,26	3,63
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд. мм чч: мм	—	07.07 14:00	20.07 16.00	15.08 15:00
Среднесуточная ТНВ,	—	29,6	29,6	27,4
Производство электроэнергии за вычетом внутреннего потребления, млн кВт · ч	–15 447,6	—	–18 754,1	—
Производство/потребление, %	42,8	—	37,4	—
Краснодарский край				
Потребление электрической энергии, млн кВт · ч	—	25 921	28 336	29 403
Годовой темп прироста, %	—	–0,83	3,77	3,77

По данным [8] годовое потребление тепловой энергии в Краснодарском крае (2016 г.) составляет 34 млн ГДж. Принимая, что КПД преобразования электроэнергии в тепло на современном котельном оборудовании достигает 90 % и выше, можно видеть, что избыточная электрическая энергия в зимний период может обеспечить 9400 ГДж тепла, что составляет порядка 0,03 % от общей потребляемой тепловой энергии.

Таким образом, сезонные колебания производительности солнечной станции указанной мощности не могут привести к значимому дисбалансу в работу энергосистемы Краснодарского края.

Вывод

1. Города Краснодар и Сочи демонстрируют наибольший объем потребления энергии на нужды кондиционирования, составляющий 325 и 155 ГВт · ч/период соответственно.

2. С учетом эффективности современных фотоэлектрических модулей, уровня прихода солнечной радиации на территории Краснодарского края и оценок потребления энергии системами кондиционирования требуемая мощность солнечной станции для покрытия нужд кондиционирования воздуха составляет 0,63 ГВт, требуемая площадь — 1469 га.

3. Площадь крыш многоквартирных домов малой и средней этажности могут обеспечить в рассматриваемых городах лишь от 27 до 40 % необходимой площади для размещения солнечных энергоустановок.

Список использованных источников

1. **Справочно-информационный** портал «Погода и климат». URL: http://www.pogodaiklimat.ru/climate/34927.htm (Дата обращения 14.01.2024).
2. **Сайт** общественного инициативного проекта по раскрытию информации о состоянии жилого фонда в Российской Федерации. URL: https://dom.mingkh.ru/ (Дата обращения 13.02.2024).
3. **NASA's** The Prediction of Worldwide Energy Resources (POWER). URL: https://power.larc.nasa.gov (Дата обращения 12.12.2023).
4. **Государственный** комитет СССР по гидрометеорологии. Северо-Кавказское территориальное управление по гидрометеорологии. Научно-прикладной справочник по климату СССР. Серия 3. Многолетние данные. Выпуск 13. Волгоградская, Ростовская, Астраханская области, Краснодарский, Ставропольский края, Калмыцкая, Кабардино-Балкарская, Чечено-Ингушская, Северо-Осетинская АССР. Л.: Гидрометеоиздат, 1990.
5. **ГИС.** Возобновляемые источники энергии России. URL: https://gisre.ru/ (Дата обращения 13.04.2024).
6. **Ваш** солнечный дом. URL: https://shop.solarhome.ru (Дата обращения 13.04.2024).
7. **Краснодарский** край в цифрах. 2021: Стат. сб. / Краснодарстат — Краснодар, 2022. — 304 с.
8. **Инвестиционный** портал Краснодарского края. URL: https://investkuban.ru/region/branch/kurorty-i-turizm/ (Дата обращения: 10.04.2024).

УЛУЧШЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК РОТОРА САВОНИУСА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НАПРАВЛЯЮЩИХ ИЗ СОЛНЕЧНЫХ БАТАРЕЙ

Кемпель С.В., студент, ser-kempel@ya.ru,
Соколовская М.В., студент, mari.dorana@mail.ru,
Локтионов Е.Ю., доцент, к.т.н., eloctionov@mail.ru,
МГТУ им. Н.Э. Баумана, Москва

Ключевые слова: ветроэнергетика, фотовольтаика, гибридные энергоустановки, вертикально-осевой ветрогенератор, автономные источники питания.

Ветер и солнце являются взаимодополняющими источниками энергии, поэтому использование их в гибридной автономной энергосистеме обеспечивает значительное повышение стабильности и эффективности энергоснабжения. Возможности солнечных и ветровых компонентов улучшать работу друг друга обычно остаются за рамками рассмотрения. Мы предложили использовать вертикальные двухсторонние солнечные панели, чтобы увеличить площадь поперечного сечения для захвата ветра. Они не радиальные, а направляют поток под оптимальным углом к ротору и создают меньшее сопротивление для лопасти, движущейся против ветра. Увеличенный поток воздуха снижает температуру солнечных панелей. Затенение от соседних дефлекторов было сведено к минимуму с учетом общего влияния на производительность системы. Мы смоделировали воздушный поток в такой системе, чтобы увидеть эффект от предложенного подхода, который оказался довольно впечатляющим: при слабом ветре мы получили годовую выработку энергии в 205 единиц, а при сильном ветре — в 28 единиц по сравнению с классическим ротором Савониуса, принятым за единицу. Мы также оптимизировали форму ротора в соответствии с новыми условиями обдува, что позволило повысить производительность по сравнению с ротором Савониуса.

Введение

Растущий спрос на устойчивое и децентрализованное энергоснабжение способствовал интеграции возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в автономные энергосистемы. В то время как технология солнечной фотоэлектрической энергии (PV) получила широкое распространение в последнее время, энергия ветра попрежнему остается жизнеспособным вариантом, особенно в регионах с богатыми ветровыми ресурсами. Сочетание этих двух взаимодополняющих источников энер-

гии может быть весьма выгодным с точки зрения стабильности выработки [1]. Однако неустойчивый характер ветра и скудное распределение мест с хорошим ветром, часто сопряженное с проблемами технического обслуживания, препятствуют широкому внедрению ветроэнергетики в России [2].

Часто ветроустановки малой мощности не рассматриваются в качестве источника электроснабжения из-за высокой удельной стоимости. Гибридные системы, сочетающие солнечную и ветровую энергию, стали многообещающим подходом [3], стимулирующим разработку ветряных турбин меньшей мощности. Взаимодополняющий характер этих двух источников энергии, характеризующийся высокой отрицательной корреляцией выходной мощности, может значительно повысить надежность системы, снизить требования к накоплению энергии и оптимизировать общий выход энергии [4—6]. Такие гибридные конфигурации особенно выгодны в высокоширотных регионах, испытывающих длительные периоды низкой солнечной освещенности и высокой потребности в энергии [7], а также в отдаленных автономных сообществах [3].

Методы

Ветряные турбины Савониуса, схематично изображенные на рис. 1, известные своей надежностью и неприхотливостью в обслуживании, привлекли внимание в качестве потенциального компонента гибридных систем. Однако их относительно низкая эффективность преобразования энергии по сравнению с другими конструкциями ветряных турбин ограничивает их применение [8—9]. Для решения этой задачи требуются инновационные подходы, позволяющие повысить производительность турбин Савониуса при сохранении присущих им преимуществ. Их главным преимуществом является низкая скорость страгивания, что важно в районах с низким потенциалом ветроэнергетики.

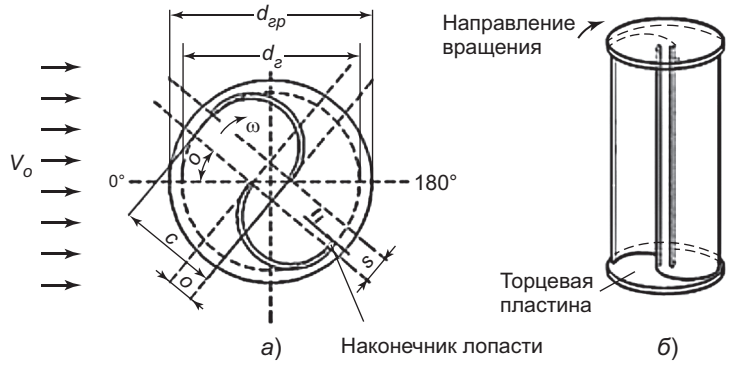


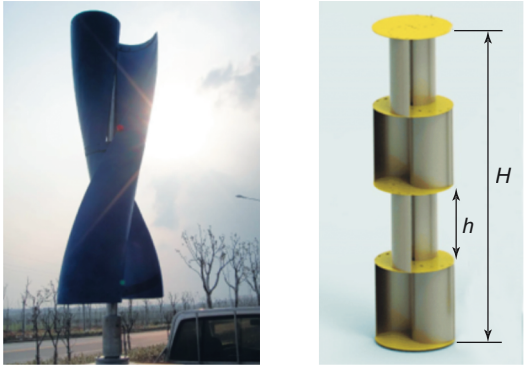
Рис. 1. Схематичное изображение ротора Савониуса:
а — 2D-изображение; *б* — 3D-изображение

Было изучено несколько стратегий повышения эффективности роторов Савониуса. К ним относятся:

– оптимизация геометрии лопастей. Изменение формы, кривизны и перекрытия лопастей может существенно повлиять на производительность ротора. Исследования показали, что оптимизация параметров лопастей может привести к существенному увеличению выходной мощности [10—11];

– конфигурация ротора. Количество лопастей, их расположение и соотношение сторон влияют на аэродинамические характеристики. Исследования показали, что определенные конфигурации могут увеличить крутящий момент и уменьшить колебания крутящего момента. Например, было обнаружено, что трехлопастной ротор Савониуса работает лучше при более высоких коэффициентах скорости конца лопасти по сравнению с другими конфигурациями, достигая значения 0,555 при скорости ветра 7 м/с [12]. Кроме того, соотношение сторон, представляющее собой отношение высоты ротора к его диаметру, влияет на общую эффективность. Более высокое соотношение сторон способствует повышению коэффициента мощности за счет увеличения ометаемой площади ротора, тем самым улавливая больше энергии ветра [13]. Более того, расположение лопастей, например в шахматном порядке или по спирали (рис. 2), может улучшить аэродинамические характеристики, обеспечивая более плавный поток воздуха и уменьшая лобовое сопротивление;

– методы усиления. Использование дополнительных элементов, таких как направляющие лопатки [14], кожухи [15] или диффузоры [16—18], может улучшить поток воздуха вокруг ротора, что приводит к повышению эффективности. Эти методы показали свою перспективность в экспериментальных и численных исследованиях;



а) *б*)

Рис. 2. Изображение ротора Савониуса:
а — со спиральным лопастями; *б* — сегментный, с лопастями в шахматном порядке

– материалы и производственные процессы. Использование легких и высокопрочных материалов может снизить вес несущего винта и улучшить его конструктивную целостность. Передовые технологии производства позволяют изготавливать лопасти сложной геометрии с улучшенными аэродинамическими характеристиками [19—20].

Закон Жуковского—Беца гласит, что мощность ветряной турбины зависит:

1) от коэффициента использования энергии ветра, который зависит от аэродинамики взаимодействия лопастей с воздушным потоком, в частности, углов атаки;

2) площади поперечного сечения;

3) куба скорости воздушного потока перед ротором.

Как только будут добавлены направляющие, все эти три фактора смогут быть увеличены.

В этом исследовании рассматривается потенциал интеграции ветрового ротора Савониуса с вертикальными двухсторонними солнечными панелями для создания не просто взаимодополняющей, но и синергетической системы. В отличие от коротких диффузоров и направляющих лопаток [15—18] предлагаемая компоновка значительно увеличивает сбор ветра за счет длинных направляющих, расположенных под оптимальным углом, что приводит к пропорциональному увеличению мощности и снижению сопротивления лопасти, движущейся против ветра, прикрытой от набегающего потока направляющей. Используя воздушный поток, создаваемый ветряной турбиной, мы улучшаем охлаждение и пылеудаление солнечных панелей и стремимся увеличить общую выработку энергии гибридной системой.

В дополнение к экспериментальным подходам для моделирования производительности и оптимизации ветряных турбин Савониуса широко используются численные методы. Вычислительная гидродинамика (CFD) — это мощный инструмент, который позволяет исследователям анализировать структуру воздушного потока, распределение давления и показатели производительности в различных условиях без необходимости в физических прототипах. Используя CFD, можно систематически оценивать влияние различных конструктивных параметров на эффективность и выходную мощность турбин Савониуса [21]. На данном этапе оценки концепции мы использовали 2D-моделирование.

Расчетная сетка нашей модели представлена на рис. 3. Среди особенностей создания сетки, которые мы использовали, можно выделить применение раздувания для получения мелкой сетки вблизи лопастей ротора, а также создание регулярных ячеек в переходных областях сетки и определение подвижной сетки в выбранной зоне для получения движения ячеек ротора в динамическом моделировании [22].

Численное моделирование облегчает изучение широкого спектра конфигураций и сценариев эксплуатации, предоставляя ценную информацию, которая помогает в процессах проектирования и оптимизации. Исследования продемонстрировали эффективность CFD в прогнозировании аэродинамических характеристик турбин

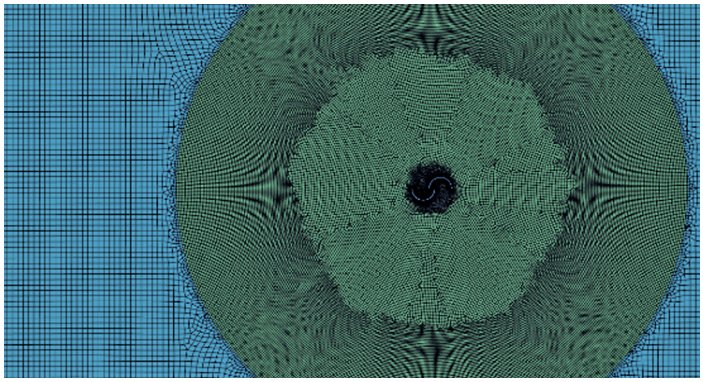


Рис. 3. Пример расчетной сетки для модели

Савониуса, что позволяет сократить время и затраты, связанные с экспериментальными испытаниями [23]. Кроме того, численные методы позволяют исследовать сложные взаимодействия в гибридных системах, такие как взаимодействие между ветряными турбинами и солнечными батареями, повышая общую эффективность и надежность систем возобновляемой энергетики [13, 24, 25].

Ветряные турбины с вертикальной осью вращения, в частности с ротором Савониуса, имеют более низкую скорость пуска по сравнению с традиционными ветряными турбинами с горизонтальной осью вращения. Еще одна особенность ротора Савониуса заключается в том, что он обычно располагается сравнительно низко над поверхностью земли. Таким образом, мы рассмотрели возможность использования направляющих для того, чтобы:

1) увеличить поперечное сечение воздушного потока (аналога ометаемой площади);

2) создать конфузор для увеличения скорости ветра на роторе;

3) перекрыть поток к лопасти, движущейся против ветра, чтобы значительно уменьшить сопротивление воздуха;

4) направить поток к ротору под оптимальным углом.

Поток подавался справа (с inlet), плотность воздуха составляла 1,225 кг/м^3, а вязкость — 17,894 мкПа · с. Напряжение сдвига на верхней и нижней сторонах расчетной области «wall-ext» было равно 0. Схема граничных условий и направление движения потока представлены на рис. 4. Там же представлены размеры расчетной области. Мы подобрали размеры конструкции в соответствии с имеющимися в продаже ветряными турбинами Савониуса и солнечными батареями. Был выбран фотоэлектрический модуль длиной 2200 мм. Наибольшая из двух предложенных вариантов длина направляющих, которая состоит из двух длин фотоэлектрических модулей, превышала диаметр ротора в 5,3 раза. Протестированные варианты компоновки описаны ниже.

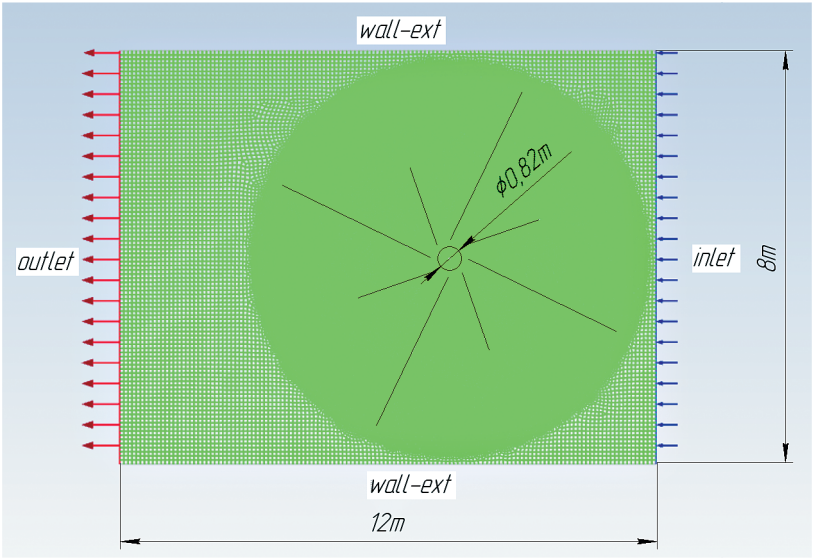


Рис. 4. Граничные условия расчетной области

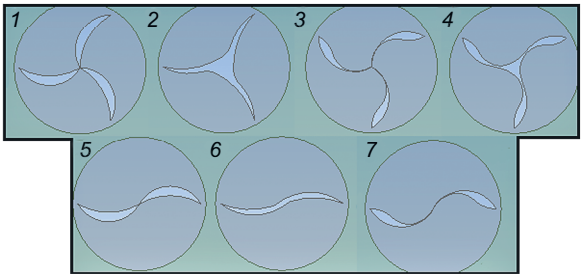


Рис. 5. Изображение рассчитанных нами роторов

Для более полного понимания темы этого исследования мы также рассмотрели различные роторы (рис. 5), чтобы понять их эффективность в сравнении друг с другом и с эталонным классическим ротором Савониуса.

Результаты и их обсуждение

Радиальные дефлекторы увеличивают поперечное сечение потока, но они не оптимизируют направление потока и не защищают лопасти, движущиеся против ветра, от повышенного лобового сопротивления. Поэтому нашей первой задачей было выбрать угол наклона направляющих. Было установлено, что оптимальный угол (в соответствии со средним крутящим моментом, который использовался для всех сравнений характеристик в этой статье, рис. 6) составляет около 26° для ро-

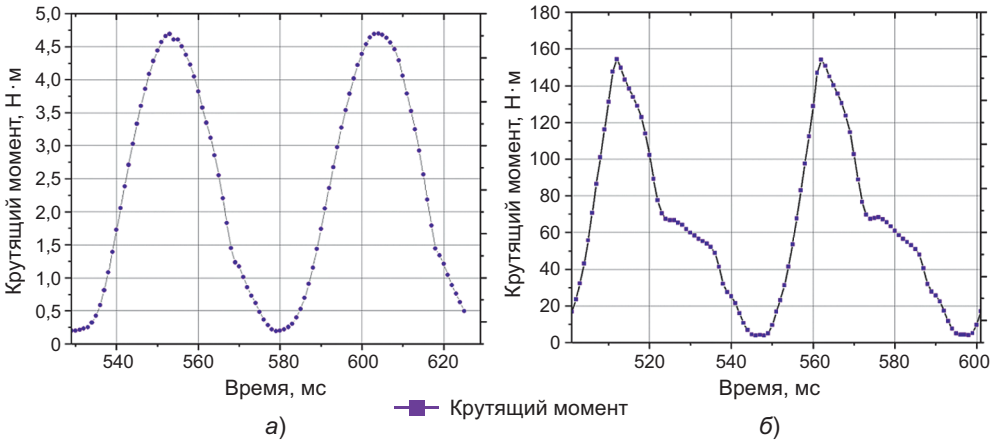


Рис. 6. Зависимость крутящего момента от времени (приращение — 1 с, частота вращения — 120 об/мин) для обычного Савониуса (*а*) и ротора № 5 в нашей компоновке (*б*) при скорости ветра 7 м/с

тора Савониуса при номинальной скорости ветра 7 м/с. Мы сохраняли этот угол во всех расчетах.

Далее мы рассмотрели количество лопастей в диапазоне 2—4. Оказалось, что нет необходимости изготавливать более двух лопастей для любого из рассмотренных типов роторов, за исключением ротора № 2. Мы также протестировали различное количество солнечных рядов (направляющих) и наилучшим оказалось 8. Меньшее количество не обеспечивало достаточной концентрации и направления воздушного потока, а большее приводило к образованию вихрей и взаимному затенению солнечных панелей.

В табл. 1 приведены результаты расчета крутящих моментов. Непредставленные здесь результаты, полученные при скорости ветра 7 м/с, составили: для Савониус с радиальными рядами — 25,59; для ротора № 1 — 31,39; № 3 — 29,72;

Таблица 1. **Средние значения крутящего момента [Н · м] как показатель выработки энергии в зависимости от типа ротора и скорости ветра**

Тип	Скорость ветра, м/с										
	1	1,5	2	5	7	10	15	20	25	32	40
Обычный Савониус	—	—	–0,331	0,765	2,257	5,641	16,56	32,75	44,33	75,0	115,9
Савониус	0,749	2,125	3,356	23,66	55,85	127,8	308,2	562,0	935,2	1624	2644
Ротор № 2	0,350	**2,432**	**5,574**	13,66	33,06	68,59	137,8	191,7	250,9	473,3	795,5
Ротор № 5	**0,787**	2,079	4,183	**30,36**	**65,26**	**145,9**	**375,1**	**668,8**	**1081**	**1817**	**2898**

№ 4 — 32,68; № 6 — 38,82; № 7 — 40,63. Можно видеть, что в нашей компоновке скорость страгивания ротора значительно снижена, так как направляющие увеличивает скорость воздушного потока на роторе по сравнению с обычным ветром.

Мы оценили энергетическую выработку роторов Савониуса, роторов № 2 и № 5 в условиях слабого ветра (средняя скорость 1,4 м/с) в Верхоянске (Якутия, Россия) и хорошего ветра (средняя скорость 6,9 м/с) на острове Итуруп (Курильские острова, Россия). Результаты представлены в табл. 2, максимальные значения для соответствующей скорости ветра выделены жирным шрифтом. Наша система позволяет получать больше энергии от одной и той же ветряной турбины в районах с плохим ветром, чем в районах с хорошим ветром без нее. Примечательно, что поперечное сечение воздушного потока при рассматриваемой компоновке увеличилось в 11,6 раз. В то время как при хорошем ветре наша система дает двойной эффект просто за счет увеличения поперечного сечения, при плохом ветре она увеличивает отдачу энергии более чем на порядок, более полного использования слабых ветров вследствие увеличения скорости потока и угла его набегания в конфузоре, оптимизации формы ротора — все это приводит к значительному снижению скорости страгивания ротора.

Таблица 2. **Годовая выработка энергии (относительные единицы) при плохом (Верхоянск) и хорошем (Итуруп) ветровом режиме**

Ветровой режим местности	Обычный Савониус	Наша установка		
		Савониус	Ротор № 2	Ротор № 5
Верхоянск	1	143	**205**	185
Итуруп	139	3286	1889	**3919**

На рис. 7 показан воздушный поток в нашей системе. Можно увидеть большие вихри между более длинными рядами, которые, очевидно, обеспечивают повышенную скорость вращения ротора. Вихри, по-видимому, улучшают выход воздуха из области ротора и уменьшают сопротивление воздуха лопасти, движущейся против ветра. Также наблюдаются высокие скорости вдоль подветренных рядов, что должно улучшить охлаждение и удаление пыли с солнечных панелей.

В исследовании солнечные панели используются в качестве аэродинамических направляющих для ветряной турбины, чтобы увеличить скорость воздушного потока вокруг панелей по сравнению с отдельным размещением. При скорости набегающего потока 2 м/с были измерены скорости ветра вдоль направляющих: 5,76 и 2,6 м/с вдоль коротких направляющих в зависимости от направления потока, 5,35 и 4,96 м/с вдоль длинных направляющих, открытых потоку. Эти измерения показывают, что направление ветра значительно усиливает поток воздуха (рис. 7). Это

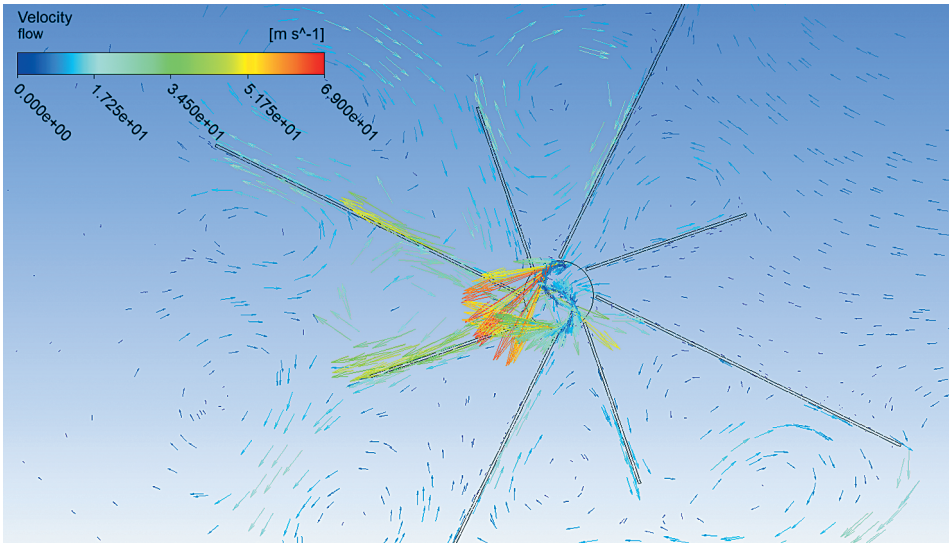


Рис. 7. Воздушный поток для ротора Савониуса в нашей системе при скорости ветра 7 м/с

приводит к снижению температуры до 5—10 °С (в среднем 2—5 °С, рассчитанных с использованием подхода, приведенного в [26]) при скорости ветра 2 и 7 м/с соответственно, что повышает эффективность солнечных панелей в среднем на 1—3 % в соответствии с обзором температурных коэффициентов в [27] в зависимости от температуры окружающей среды.

Существует проблема с затенением солнечных панелей. Ее масштаб сильно зависит от соотношения высоты панелей к диаметру ротора. Изначально мы рассматривали все ряды одинаковой длины, но на входе в эти направляющие были сильные завихрения, что привело к снижению производительности на четверть по сравнению с представленной схемой. Поскольку более короткие ряды потенциально затеняют более длинные, а также взаимно затеняются, мы решили отодвинуть короткие ряды так, чтобы их внешние концы лежали на одной окружности с длинными. Но это привело к потере эффекта направляющей лопасти и увеличению завихрений. Отсутствие более коротких рядов приводит к значительным потерям энергии ветра. Поэтому мы рекомендуем сделать эти короткие ряды прозрачными, а не использовать солнечные панели, чтобы избежать затенения.

Наибольший эффект от предлагаемого подхода ожидается в континентальных районах Арктики, где солнце большую часть года находится низко над горизонтом и вообще отсутствует в период полярной ночи, а ветровые условия неблагоприятны для коммерческих генераторов, что позволяет обеспечить стабильное автономное электроснабжение, например для мониторинга вечной мерзлоты [28] или термостабилизации [6, 7].

Заключение

Мы впервые изучили возможность повышения производительности ветрогенератора Савониуса за счет концентрации и направления воздушного потока с помощью вертикальных двухсторонних солнечных панелей. В отличие от известных прототипов таким образом было реализовано многократное увеличение площади захвата воздушного потока (аналога ометаей ротором площади в формуле Жуковского—Бетца). Мы обнаружили, что предлагаемая нами форма ротора для такой компоновки лучше, чем у классического Савониуса — аэродинамический профиль увеличивает подъемную силу при радиальном обдуве лопасти. Эта гибридная солнечно-ветровая энергетическая установка продемонстрировала увеличение годовой выработки энергии ветрогенратором в 24 раза при хороших и в 205 раз при плохих ветровых условиях (по сравнению с 12-кратным увеличением ометаемой площади), а также увеличение солнечной мощности на 1 % благодаря улучшенному охлаждению панелей.

Список использованных источников

1. **Jurasz J. and Beluco A.** Complementarity of Variable Renewable Energy Sources. Academic Press, 2022.
2. **«Solar-Wind** Hybrid Energy Generation System», in 2020 IEEE 23rd International Multitopic Conference (INMIC), Nov. 2020 / M.Z. Malik et al. Accessed: Jul. 28, 2024. doi: 10.1109/inmic50486.2020.9318083.
3. **A review** of hybrid renewable energy systems: Solar and wind-powered solutions: Challenges, opportunities, and policy implications / Q. Hassan, S. Algburi, A.Z. Sameen et al. // Results in Engineering. Dec. 2023. V. 20. P. 101621. doi: 10.1016/j.rineng.2023.101621.
4. **A Hybrid** Wind-Solar Standalone Renewable Energy System, in 2021 Smart Technologies, Communication and Robotics (STCR) / K. Chitra, K. Ahmed, A. Das and B. Shailendra. 2021. P. 1—5. doi: 10.1109/STCR51658.2021.9588973.
5. **Khare V., Nema S. and Baredar P.** Solar-wind hybrid renewable energy system: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews. May 2016. V. 58. P. 23—33. doi: 10.1016/j.rser.2015.12.223.
6. **Klokov A.V., Tutunin A.S., Sharaborova E.S.** Inverter Heat Pumps as a Variable Load for Off-Grid Solar-Powered Systems // Energies. Aug. 2023. V. 16. No 16. P. 5987. doi: 10.3390/en16165987.
7. **Sharaborova E.S., Shepitko T.V. and Loktionov E.Y.** Experimental Proof of a Solar-Powered Heat Pump System for Soil Thermal Stabilization // Energies. Mar. 2022. V. 15. No 6. P. 2118. doi: 10.3390/en15062118.
8. **Bhuyan S. and Biswas A.** Comparative investigation of Savonius and hybrid H-Savonius wind rotor — an energy and exergy analysis // EAI Endorsed Transactions on Energy Web. Jul. 2018. P. 166362. doi: 10.4108/eai.25-9-2020.166362.

9. **Computational** fluid dynamics and turbulence modelling in various blades of Savonius turbines for wind and hydro energy: Progress and perspectives /A. Dewan, S.S. Tomar, A.K. Bishnoi et al. // Ocean Engineering. Sep. 2023. V. 283. P. 115168. doi: 10.1016/j.oceaneng.2023.115168.
10. «**Effect** of blades number to performance of Savonius water turbine in water pipe» in AIP Conference Proceedings, 2018 / I. Hamzah, A. Prasetyo, D. D. D. P. Tjahjana and S. Hadi. doi: 10.1063/1.5024105.
11. **Effect** of Concentrator, Blade Diameter and Blade Number on the Savonius Wind Turbine Performance / I.B. Alit, R. Sutanto, I.M. Mara and M. Mirmanto // Asian Journal of Applied Sciences. Apr. 2017. V. 5. No 2. doi: 10.24203/ajas.v5i2.4610.
12. **Wenehenubun F., Saputra A. and Sutanto H.** An Experimental Study on the Performance of Savonius Wind Turbines Related With The Number Of Blades // Energy Procedia. Apr. 2015. V. 68. P. 297—304. doi: 10.1016/j.egypro.2015.03.259.
13. **Cheng C.Y. and Wei X.Q.** The Innovative Design and Simulation Analysis of Small Savonius Wind Turbine // Advanced Materials Research. Nov. 2012. V. 591—593. P. 832—836. doi: 10.4028/www.scientific.net/amr.591-593.832.
14. **Performances** of Savonius Rotor with Addition Guide Vane // International Journal of Renewable Energy Research. 2016. No v6i4. doi: 10.20508/ijrer.v6i4.4549.g6922.
15. **Wicaksono Y.A.** Studi Komputasi: Pengaruh Desain Guide Vane Terhadap Performa dan Pola Aliran di Sekitar Turbin Angin Savonius // Jurnal Pendidikan Teknik Mesin Undiksha. Aug. 2020. V. 8. No 2. P. 43—52. doi: 10.23887/jptm.v8i2.26856.
16. **Hesami A. and Nikseresht A.H.** Towards development and optimization of the Savonius wind turbine incorporated with a wind-lens // Jul. 2023. Energy. V. 274. P. 127263. doi: 10.1016/j.energy.2023.127263.
17. **Influence** of a passive upstream deflector on the performance of the Savonius wind turbine / W. Tian, J. Bian, G. Yang et al. // MaoEnergy Reports. Nov. 2022. V. 8. P. 7488—7499. doi: 10.1016/j.egyr.2022.05.244.
18. **Aerodynamic** performance improvements for a Savonius turbine above a forward-facing step via inclined solar panel: A computational study / H. Lu et al. // Journal of Cleaner Production. Aug. 2023. V. 413. P. 137413. doi: 10.1016/j.jclepro.2023.137413.
19. **Arthaya B., Halim L. and Trisakti M.** Implementation of single-level, fixed rotation multilevel, and independent rotation multilevel Savonius wind turbine // International Journal of Engineering Applied Sciences and Technology. Oct. 2020. V. 5. No 6. P. 1—7. doi: 10.33564/ijeast.2020.v05i06.001.
20. **Sakti G. and Yuwono T.** Performance Study of Installed an I-65o Type Cylinder at The Upstream of Returning Blade of Savonius Wind Turbine, Comparison With Conventional Savonius Wind Turbine // IPTEK The Journal for Technology and Science. 2019. V. 30. No 2. P. 56—59. doi: 10.12962/j20882033.v30i2.4991.
21. **In Advanced** Intelligent Systems for Sustainable Development (AI2SD'2019): Volume 3 — Advanced Intelligent Systems for Sustainable Development Applied to Environment, Industry and Economy, Springer Nature, 2020. Accessed: Jul. 28, 2024. doi: 10.1007/978-3-030-36671-1_41.
22. **Computational** Fluid Dynamics in Renewable Energy Technologies: Theory, Fundamentals and Exercises // M. Szubel, M. Filipowicz, K. Papis-Frączek and M. KryśCRC // Press, 2023.

23. **Yanuarsyah I., Djanali V.S. and Dwiyantoro B.A.** «Numerical study on a Darrieus-Savonius wind turbine with Darrieus rotor placement variation» in AIP Conference Proceedings, 2018. doi: 10.1063/1.5046228.

24. **Kang C., Liu H. and Yang X.** Review of fluid dynamics aspects of Savonius-rotor-based vertical-axis wind rotors // Renewable and Sustainable Energy Reviews. May 2014. V. 33. P. 499—508. doi: 10.1016/j.rser.2014.02.011.

25. **Multi-turbine** wind-solar hybrid system / Q. Huang, Y. Shi, Y. Wang et al. // Renewable Energy. V. 76. Apr. 2015. P. 401—407. doi: 10.1016/j.renene.2014.11.060.

26. **Wind** Effect on PV Module Temperature: Analysis of Different Techniques for an Accurate Estimation / C. Schwingshackl et al. // Energy Procedia. V. 40. P. 77—86. doi: 10.1016/j.egypro.2013.08.010.

27. **Calculation** of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance / M. Mattei, G. Notton, C. Cristofari et al. // Renewable Energy. Apr. 2006. V. 31. No 4. P. 553—567. doi: 10.1016/j.renene.2005.03.010.

28. **Egorova O., Klokov A. and Loktionov E.** «Life Cycle Costs of Stand-Alone Monitoring Systems in the Arctic», in 2023 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon), Sep. 2023. Accessed: Jul. 28, 2024. doi: 10.1109/uralcon59258.2023.10291162.

ПРОСТРАНСТВЕННАЯ СТРУКТУРА МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

Кузнецова А.С., магистрант, kasrzn@rambler.ru,
кафедра РПП географического факультета МГУ, г. Москва

Ключевые слова: гидроэнергетика, малые ГЭС, пространственная структура, Россия, факторы размещени.

В статье рассмотрено пространственное распределение малых ГЭС по территории России и факторы, его определяющие. В качестве инструмента анализа факторов использована корреляция количества малых ГЭС, с одной стороны, и физико-географических и экономических показателей — с другой. Пространственное распределение малых ГЭС представлено в виде карт и массивов данных по установленной мощности МГЭС, доли в генерации электрической энергии по субъектам России. На основании этих данных составлена авторская классификация субъектов России по уровню развития малой гидроэнергетики.

Введение

Гидроэнергетика является основой производства углеродно-нейтральной электроэнергии, обеспечивая сегодня почти 1/2 ее объема во всем мире. В 2022 г. гидроэнергетика обеспечивала 17 % российского производства электроэнергии, что является третьим по величине источником энергии после угля и природного газа. Однако Россия как один из лидеров по производству электроэнергии в мире почти исчерпала экономически эффективный гидроэнергетический потенциал. В связи с этим особенно для регионального энергоснабжения востребованными могут стать малые гидроэлектростанции (МГЭС). В России насчитывается 2,5 млн малых рек, а ежегодный потенциал малой гидрогенерации оценивается в размере 60 млрд кВт · ч, из которых используется не более 1 %. История освоения ресурсов малых водных потоков в России обширна (с начала XX века), однако в настоящее время уровень освоения ресурсов малой гидроэнергетики невысок. В связи с этим важно провести анализ факторов, которые определяют развитие этой отрасли возобновляемой энергетики.

Материалы и методы

Для характеристики и исследования географического распределения объектов малой гидроэнергетики России была поставлена задача подготовить базу данных по действующим МГЭС для дальнейшего включения этих данных в ГИС ВИЭ

России [5], количественного анализа и описания пространственной структуры отрасли. Перечень характеристик, которые были выбраны, приведены ниже.

Для составления базы данных МГЭС России использованы следующие источники:

1) сайт Ассоциации развития возобновляемой энергетики (АРВЭ) [1];
2) ГИС ВИЭ России [5];
3) карта ГЭС на сайте ассоциации «Гидроэнергетика России» [6];
4) нормативные документы (Обосновывающие материалы: схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2023—2028 годы) по субъектам РФ [7];
5) справочник «Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России», подготовленный ПАО «РусГидро» и ассоциацией «Гидроэнергетика России» совместно с Санкт-Петербургским политехническим университетом Петра Великого [2];
6) в спорных случаях ввиду устаревших данных осуществлялось обращение к СМИ [8].

Характеристики, вошедшие в БД по МГЭС:

– название МГЭС;
– субъект РФ, в котором она расположена;
– месторасположение (координаты МГЭС);
– год ввода в эксплуатацию
– установленная мощность (в МВт)
– название реки или другого объекта, на котором установлена МГЭС;
– длина реки;
– сведения об электрогенерации по субъектам РФ (данные Росстата за 2022 г.);
– суммарная мощность всех электростанций в субъектах, имеющих МГЭС (данные Росстата за 2022 г.);
– доля сельского населения в субъекте (данные Росстата за 2022 г.);
– обеспеченность водными ресурсами (ГИС-версия справочников водного кадастра Российской Федерации [4])

Результаты и обсуждение

На первом этапе исследования характеристики малой гидроэнергетики региона анализировались с позиций энергетического баланса и производства энергии в целом всеми электростанциями региона. Было получено, что 12 субъектов из 32, имеющих МГЭС, находятся в первой половине перечня субъектов по дефициту электроэнергии. Далее было рассчитано отношение баланса электроэнергии в регионе (отрицательный в случае, если потребление энергии превышает производство) к ее производству. В 7 из 32 субъектов РФ, имеющих МГЭС, это отношение положительно. Коэффициент корреляции Пирсона между долей МГЭС

в установленной мощности электростанций и отношением баланса электроэнергии к ее производству получился равным 0,064, что показывает отсутствие связи этих характеристик. Коэффициент корреляции Пирсона между количеством МГЭС в субъекте и отношением баланса электроэнергии к ее производству чуть больше — 0,117, однако тоже низкий. На основании этого можно сделать вывод об отсутствии связи между наличием МГЭС и дефицитом баланса электроэнергии в регионе.

Далее была оценена связь количества МГЭС и водных ресурсов в регионе (средний многолетний сток рек). Для этих параметров коэффициент корреляции получился отрицательным –0,23. Значение небольшое по модулю, поэтому можно говорить об отсутствии зависимости.

Далее была выдвинута гипотеза о зависимости числа МГЭС и доли сельского населения. Коэффициент корреляции Пирсона для этих значений равен 0,09, что говорит об отсутствии зависимости.

Большинство МГЭС (109 из 132, т.е. 82,6 %) расположены на естественных водных объектах — реках (рис. 1). Далее по количеству идут рукотворные объекты — каналы. На них расположены 21 МГЭС, это 15,9 %. И по 1 МГЭС расположены на озере и заливе (по 0,8 %).

На озере расположена Беканская МГЭС (Республика Северная Осетия — Алания). Это озеро питают подземные ключи, вода в нем очень чистая, и оборудование почти не изнашивается. Станция введена в эксплуатацию в 1951 году. На морском заливе расположена единственная в России приливная электростанция — Кислогубская ПЭС (Баренцево море, Мурманская область). Ее мощность 1,7 МВт.

На основе анализа составленной базы данных было проведено ранжирование МГЭС по длине рек, на которых они расположены (табл. 1). Видно, что основная часть МГЭС в РФ расположено на реках с длиной от 150 до 500 км.

Если придерживаться традиционной классификации, то на малых реках (до 100 км) расположены 40 МГЭС; на средних реках (от 101 до 500 км) 55 МГЭС; на крупных реках (более 501 км) 14 МГЭС (табл. 2).

На основе полученного массива данных по действующим МГЭС была составлена серия карт, отражающих пространственное распределение МГЭС по территории России с дифференциацией по году ввода в эксплуатацию, установленной мощности каждой МГЭС, количеству МГЭС в субъектах РФ, суммарной установленной мощности МГЭС в субъекте, доле МГЭС в общей генерации электроэнергии.

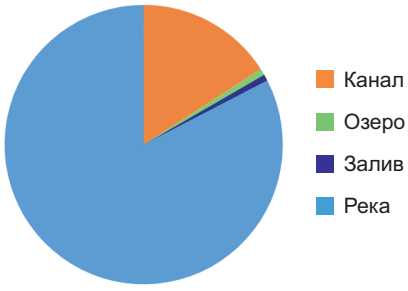


Рис. 1. Распределение МГЭС по объектам, на которых они расположены

Таблица 1. **Распределение МГЭС по длине рек**

Длина рек, км	Количество МГЭС
8—50	18
50—100	22
100—150	16
150—500	39
500—1000	9
Более 1000	5

Таблица 2. **Распределение МГЭС по длине рек (традиционная классификация)**

Длина рек, км	Количество МГЭС
Менее 100	40
101—500	55
Более 501	14

МГЭС были разделены на группы по году ввода в эксплуатацию (рис. 2). Наибольшее количество старых МГЭС в Центральном регионе и Северо-Западном. Все МГЭС с ранжированием по установленной мощности были нанесены на карту (рис. 3). Количество МГЭС в субъектах представлено на рис. 4. Лидер по этому показателю — Республика Карелия — 18 МГЭС. Суммарная установленная мощность МГЭС по субъектам представлена на рис. 5. Доля МГЭС в общей генерации электроэнергии субъекта показана на рис. 6.

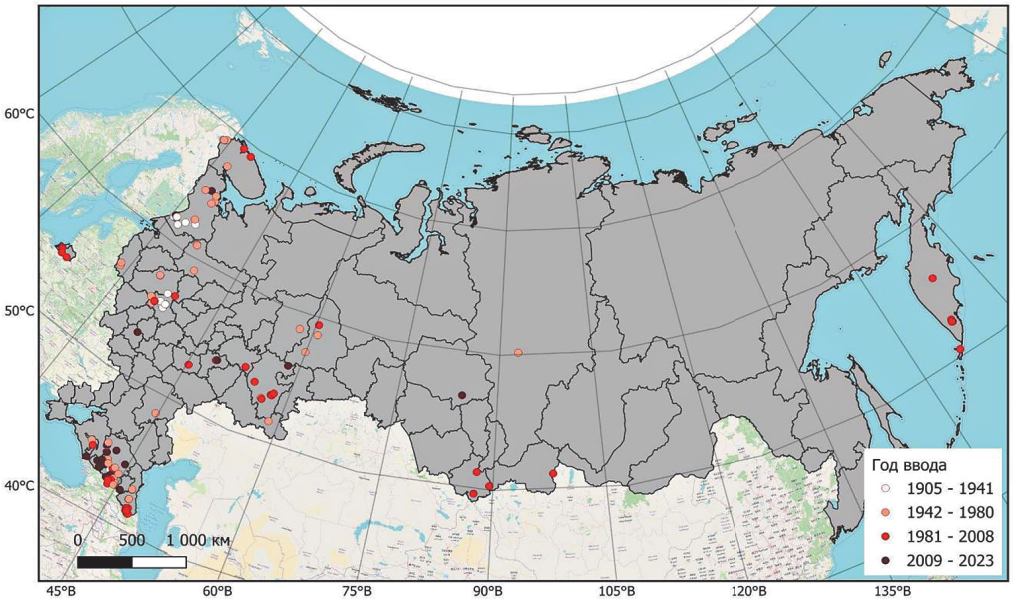


Рис. 2. МГЭС по годам ввода в эксплуатацию

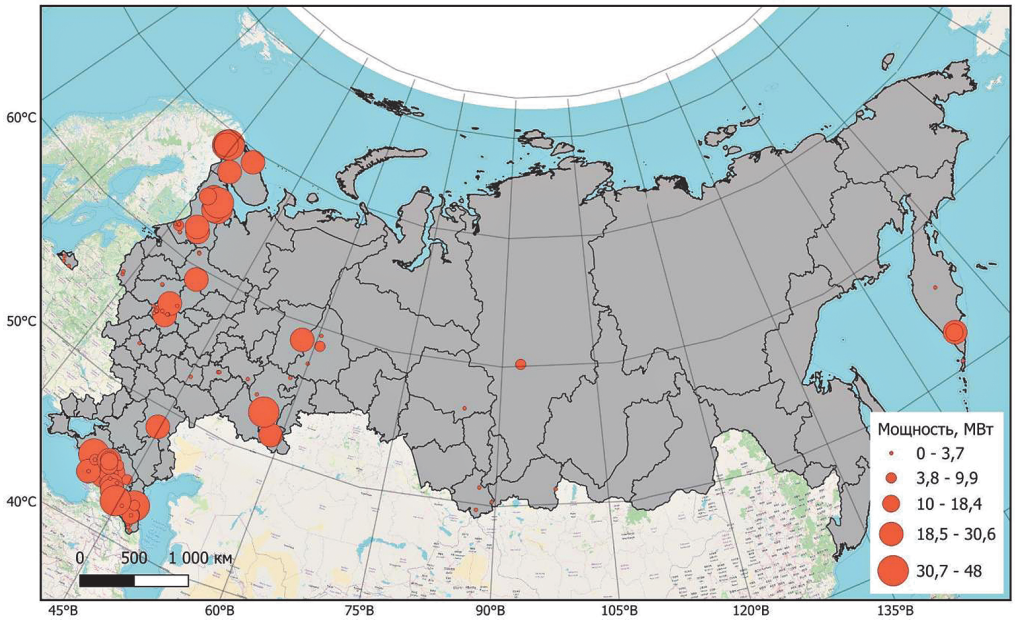


Рис. 3. МГЭС России по мощности

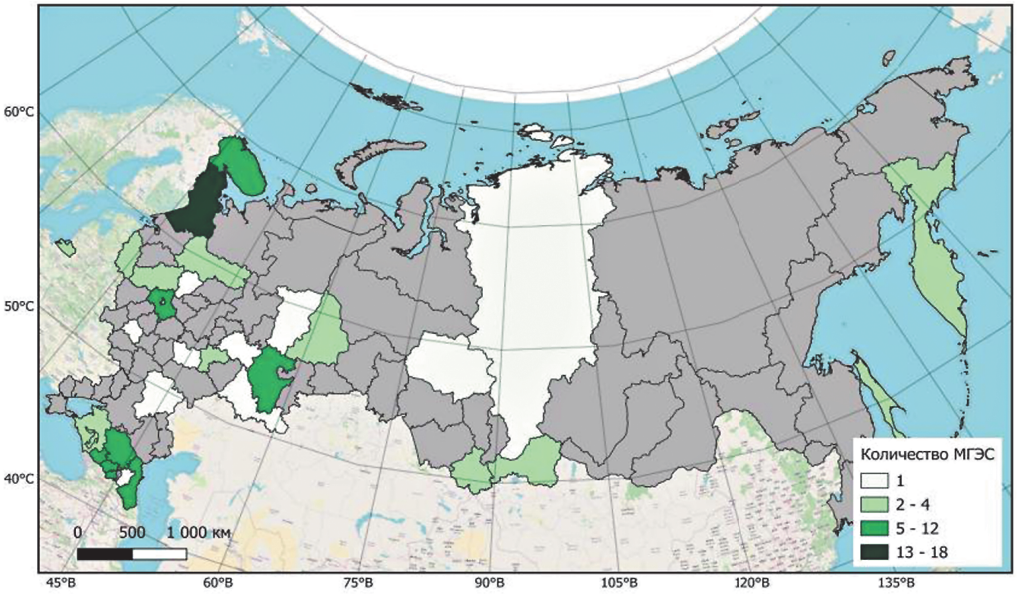


Рис. 4. Количество МГЭС в субъектах

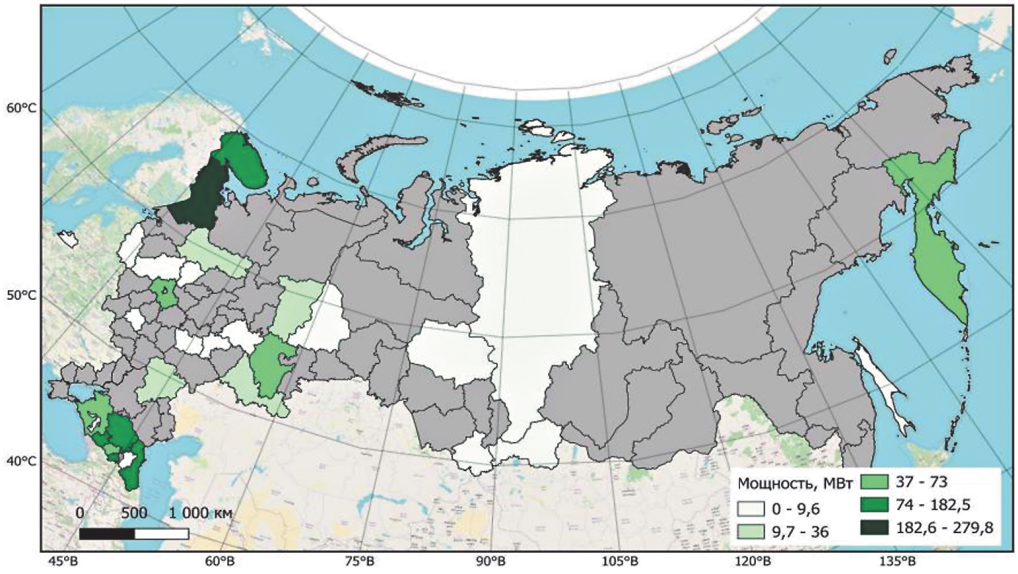


Рис. 5. Суммарная установленная мощность МГЭС

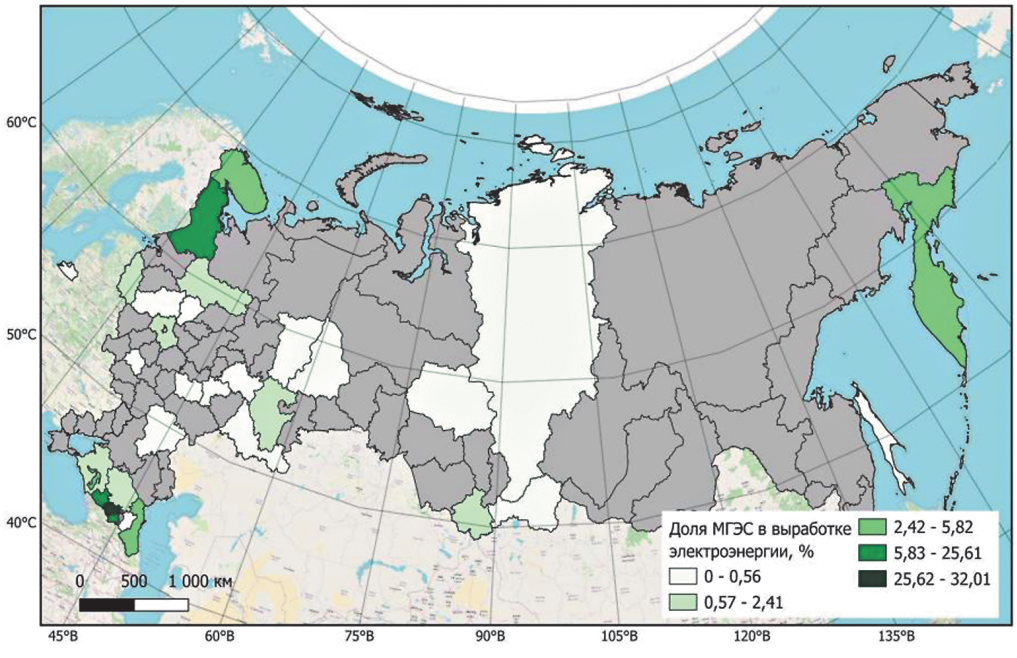


Рис. 6. Доля МГЭС в общей генерации электроэнергии

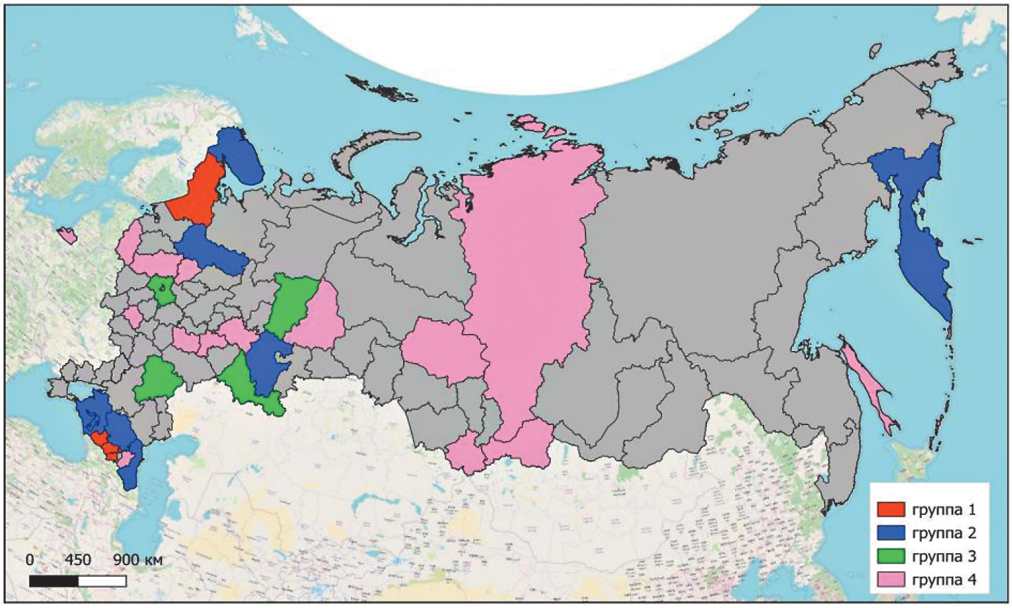


Рис. 7. Результаты классификации субъектов России по уровню развития малой гидроэнергетики

На основании проанализированных данных была составлена классификация субъектов России по уровню развития малой гидроэнергетики. Для характеристики уровня развития использованы три показателя: количество МГЭС в субъекте, суммарная установленная мощность в МГЭС и доля электрогенерации на МГЭС от общей электрогенерации субъекта на всех станциях (см рис. 7). В первую группу вошло 4 субъекта: Карачаево-Черкесская республика, Республика Северная Осетия — Алания, Республика Карелия и Республика Кабардино-Балкария. Их можно назвать лидерами отрасли, значения и установленной мощности МГЭС (более 73 МВт), и их доля от общей генерации (более 20 %) высоки. Вторая группа включает в себя 8 субъектов (Вологодская и Мурманская области, Камчатский, Краснодарский, Ставропольский края, республики Башкортостан, Дагестан, Адыгея), которые близки к лидерам — установленная мощность МГЭС велика, но ее доля меньше (от 1 до 6 %). В третью группу вошло 5 субъектов: Волгоградская, Московская и Оренбургская области, г. Москва и Пермский край. Они имеют большую установленную мощность МГЭС (более 22 МВт), но доля МГЭС от общей генерации незначительна (менее 1 %). И четвертая группа, самая многочисленная — 15 субъектов: Калининградская, Орловская, Пензенская, Псковская, Сахалинская, Свердловская, Тверская, Томская, Ульяновская, Ярославская области; Красноярский край; республики Алтай, Татарстан, Тыва и Чеченская. У них низкие значения установленной мощности МГЭС и доля МГЭС от общей электрогенерации.

Выводы

Исследование не подтвердило выдвинутые предположения о взаимосвязи между количеством МГЭС и различными факторами, такими как энергобаланс региона, доля сельского населения в субъекте и обеспеченность водными ресурсами. Коэффициент корреляции между этими факторами и количеством МГЭС почти равен нулю.

Большинство МГЭС расположены на естественных водных объектах — реках. Половина МГЭС расположена на средних реках, несколько меньше — на малых, и небольшая часть на крупных. Далее по количеству идут рукотворные объекты — каналы. И по 1 МГЭС расположены на озере и заливе.

Наибольшее количество старых МГЭС (по году ввода в эксплуатацию) находятся в Центральном регионе и Северо-Западном. Районами с наибольшее концентраций МГЭС являются Северо-Кавказский регион и Северо-Западный регион. Лидер по количеству МГЭС — Республика Карелия — 18 МГЭС.

Доля МГЭС в общей электрогенерации субъектов невелика: менее 1 % для большинства субъектов. В 8 субъектах доля МГЭС от 1,5 до 5 %, но выделяются 4 субъекта лидера: в них доля МГЭС более 20 % от общей электрогенерации.

Список использованных источников

1. **Ассоциация** развития возобновляемой энергетики (АРВЭ). [Электронный ресурс]. — URL: https://rreda.ru/industry/imap/ (Дата обращения: 19.09.2024).
2. **Возобновляемая** энергия. Гидроэлектростанции России, справочник ПАО «РусГидро» и Ассоциации «Гидроэнергетика России» совместно с Санкт-Петербургским политехническим университетом Петра Великого. [Электронный ресурс]. — URL: https://vk.com/doc1671 6709_646454286?hash=jvH3cOIyDnPtRNr6GJZPjmLvHJwUzed530RLbtLZLcg (Дата обращения: 17.09.2024).
3. **Гидроэнергетика** России и зарубежных стран. Отчет фонда «Центр стратегических разработок» и ассоциации «Гидроэнергетика России», декабрь 2022. [Электронный ресурс]. — URL:https://www.csr.ru/upload/iblock/355/4of2a28shu3m69je7stnbk0lc2lt5knt.pdf (Дата обращения: 13.09.2024).
4. **ГИС-версия** справочников водного кадастра Российской Федерации. [Электронный ресурс] — URL: http://hydrolare.ru/Res.php (Дата обращения: 06.09.2024).
5. **ГИС ВИЭ** России [https://gisre.ru/gis-objects-map/?type=e-water] (Дата обращения: 05.09.2024).
6. **ГЭС** на сайте ассоциации «Гидроэнергетика России». [Электронный ресурс] — URL: https:// www.hydropower.ru/map/ (Дата обращения: 21.09.2024).
7. **Обосновывающие** материалы: схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2023—2028 годы. [Электронный ресурс] — URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/ files/company/future_plan/public_discussion/2023/final/00_public_sipr_ups_2023-28_fin.pdf (Дата обращения: 18.04.2024).
8. **СМИ.** [Электронный ресурс] — URL: https://www.1tv.ru/news/2023-04-28/452044-mihail_ mishustin_prinyal_uchastie_v_tseremonii_zapuska_krasnogorskih_malyh_gidroelektrostantsiy (Дата обращения: 03.09.2024).

ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ТЕХНОЛОГИИ ДВУХСТАДИЙНОЙ ПИРОЛИТИЧЕСКОЙ КОНВЕРСИИ БИОМАССЫ В СИНТЕЗ-ГАЗ

Лавренов В.А., канд. техн. наук, ст. научн. сотрудник,
v.a.lavrenov@gmail.com,
ОИВТ РАН, Москва

Ключевые слова: биомасса, биотопливо, пиролиз, газификация, крекинг, синтез-газ.

В работе на примере созданных экспериментальных установок показаны практические аспекты аппаратной реализации технологии двухстадийной пиролитической конверсии биомассы в синтез-газ, касающиеся выбора конструкционных и теплоизоляционных материалов, организации и интенсификации теплообмена через металлическую стенку, обеспечения сыпучести биомассы под действием силы тяжести, использования контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации.

Введение

Биомасса представляет собой углеродно-нейтральную, возобновляемую, широко доступную и устойчивую альтернативу углеводородному топливу. В настоящее время чрезвычайно актуальны задачи энергетически эффективной и экологически безопасной переработки отходов, в том числе биомассы различного типа. В России за 2022 год образовалось более 57 миллионов тонн отходов сельского, лесного хозяйства, охоты, рыболовства и рыбоводства, обработки древесины, производства изделий из дерева и пробки, производства бумаги и бумажных изделий [1]. Предприятия лесопромышленного и животноводческого комплексов, сельского хозяйства непременно сталкиваются с проблемой утилизации отходов, к которым в том числе относится биомасса: солома, щепа, опилки, стружка, кора, неделовая древесина, лузга подсолнечника, навоз, птичий помет, лигнин, разнообразные отходы целлюлозно-бумажного производства и т.п. Сельскохозяйственные отходы и навоз часто закапываются на полях, лесопромышленные используется в качестве сырья для производства древесно-стружечных и древесно-волокнистых плит, топливных пеллет и брикетов, часть отходов сжигается на местах образования в топках или котлах с получением горячего сушильного агента, воды или пара. Во многих случаях отходы никак не перерабатываются, а вместо этого складируются на открытых

свалках, склонных к самовоспламенению и тлению, в результате чего в окружающую среду попадает большое количество вредных продуктов неполного горения. На территории подобных предприятий создается опасность возникновения пожаров и наложения ощутимых для бюджета штрафов от природоохранных структур. В то же время утилизация отходов может стать источником дополнительных доходов или способом экономии потребляемых энергоресурсов.

Утилизация отходов лесопромышленного комплекса (коры и древесины) может осуществляться различными методами, включающими, помимо механической переработки и прямого сжигания, различные термические, химические и комбинированные методы. В данной работе рассматриваются термические способы переработки твердых отходов ЛПК в газ, который находит применение как в качестве топлива газопоршневых агрегатов для производства электроэнергии, так и в качестве сырья для каталитического синтеза жидких продуктов. Газификация и пиролиз являются наиболее промышленно развитыми технологиями термохимической конверсии растительной биомассы в ценные продукты.

Газификация применяется для конверсии сырья в газообразный энергоноситель и представляется как наиболее коммерчески привлекательная и жизнеспособная технология для производства топлива для газовых двигателей [2]. В зависимости от конструкции газификатора и используемого окислителя получаемый газ имеет различные характеристики по выходу и составу. К наиболее распространенным методам относятся воздушная и паровоздушная газификация, при которых необходимое для протекания процесса количество теплоты образуется за счет частичного сжигания сырья. Однако в газе, полученном с использованием воздуха в качестве газифицирующего агента, содержится большое количество балластного газа (азота и двуокиси углерода), снижающего теплоту сгорания получаемого газообразного топлива до 3—6,5 МДж/м^3 [3]. Использование такого низкокалорийного газа приводит к снижению номинальной мощности и КПД двигателей внутреннего сгорания. В более сложных процессах используется кислородное или парокислородное дутье, позволяющее получать газ, содержащий больше водорода и меньше азота. Однако стоимость кислорода делает процесс слишком дорогим для реализации в промышленных масштабах. Помимо балластных газов, продукты газификации биомассы содержат еще один нежелательный побочный продукт — смолу, количество которой может достигать значений от 50 до 500 мг/м^3 [4]. При этом количество смол в газообразном топливе, используемом в двигателях внутреннего сгорания, должно быть строго ограничено значением от 10 до 100 мг/м^3 [5]. Использование схем с очисткой газа от смол требует значительного усложнения и удорожания процесса, что является основным препятствием для широкого внедрения технологий газификации [6].

Пиролиз является основным термохимическим процессом и заключается в разложении органического материала при высоких температурах в отсутствии кисло-

рода. Процесс является необратимым, при этом образуются три типа продуктов: жидкости (пиролизное масло, смолы, деготь), газы и твердые вещества (биоуголь, полукокс). Массовое соотношение продуктов пиролиза сильно зависит от скорости нагрева. Быстрый пиролиз направлен на наибольший выход бионефти (около 68—73 %) и проводится при скорости нагрева несколько сотен градусов в минуту. При мгновенном пиролизе биомасса нагревается очень быстро (более 1000 °С/с), время реакции составляет всего несколько секунд. Время пребывания летучих веществ в зоне пиролиза — очень важный фактор, влияющий на выход газообразных и жидких продуктов из биомассы. Медленный пиролиз проводится при скорости нагрева до 100 °С/мин и направлен на производство биоугля. Повышение степени преобразования энергии сырья в газ при медленном пиролизе может быть достигнуто путем преобразования жидкой фракции в дополнительное количество газа, для чего применяются как каталитические, так и некаталитические методы [7]. По данному принципу работают специальные паровоздушные газификаторы с предпиролизом «Викинг» [8], которые обеспечивают очень низкое содержание смол в получаемом газе. Недостатком процесса является высокое содержание балластного газа (азота), приводящее к снижению теплоты сгорания газа.

Эффективным способом повышения выхода газа при медленном пиролизе сырья является двухстадийная переработка, сочетающая пиролиз и последующий высокотемпературный (при ~1000 °С) крекинг летучих веществ в неподвижном слое (древесного угля — твердого остатка пиролиза или иного материала [9]). Данный метод обеспечивает высокую степень преобразования энергии сырья в синтез-газ и подходит для переработки широкого спектра органических отходов. Получаемый синтез-газ содержит 90—98 об. % водорода и оксида углерода в соотношении от 1:1 до 2:1 (в зависимости от типа сырья и параметров процесса) и имеет низшую теплоту сгорания на уровне 10—12 МДж/м^3 [10, 11]. Содержание смол в получаемом данным способом синтез-газе не превышает 40—50 мг/м^3, что позволяет использовать его в качестве топлива газопоршневого двигателя без дополнительной очистки от смол. После дополнительной очистки от микропримесей газ может служить сырьем для каталитического синтеза метанола, диметилового эфира и различных видов биотоплив [12]. В данной работе объединены многие аспекты, касающиеся реализации технологии двухстадийной пиролитической конверсии биомассы в синтез-газ.

Конструкционные и теплоизоляционные материалы

Ограниченные возможности по применению конструкционных и теплоизоляционных материалов, а также материалов для изготовления уплотнений, являются одним из основных сдерживающих факторов при создании установок для пиролиза биомассы. Идеальный конструкционный материал для пиролизных установок одновременно обладал бы высокими показателями жаропрочности и жаростойкости,

Таблица 1. **Рекомендации по температурам применения конструкционных материалов, используемых в пиролизных установках [ГОСТ 5632—2014]**

Марка стали или сплава	Зарубежный аналог	Рекомендуемая максимальная температура применения в течение длительного времени (до 10 000 ч), °С	Температура начала интенсивного окалинообразования в воздушной среде, °С
08Х18Н10	AISI 304	800	850
08Х18Н10Т	AISI 321	800	850
08Х16Н11М3	AISI 316	600	—
20Х23Н18	AISI 310	1000	1050
20Х25Н20С2	AISI 314	1050	1100
ХН70Ю	—	1200	Более 1250

стойкости к агрессивным средам, хорошей теплопроводностью в сочетании с низким тепловым расширением, высокой пластичностью и технологичностью (в плане обработки резанием, свариваемости и т.п.). К сожалению, коммерчески доступного материала с подобными характеристиками не существует. Поэтому наиболее широко используются нержавеющие стали, в основном аустенитные стали с высоким содержанием легирующих элементов — хрома и никеля. В табл. 1 приведены наиболее часто применяемые нами для изготовления различных элементов пиролизных установок стали и сплавы. Стоит отметить, что помимо указанных марок часто применяются близкие по составу стали, отличающиеся большим или меньшим содержанием углерода или добавками титана.

На рис. 1 представлена фотография реактора крекинга, изготовленного из сплава ХН70Ю.

В качестве рулонных теплоизоляционных материалов наиболее широко применяется муллито-кремнеземистая вата (например, МКРР-130). Для формирования каналов течения теплоносителя и теплоизоляции печей сопротивления — различные плиты (ШВП, ШВПХ, ПКВТ), для печных кладок используется шамотный кирпич и плиты (ША, ШБ).



Рис. 1. Реактор крекинга установки двухстадийной пиролитической конверсии биомассы в синтез-газ, изготовленный из сплава ХН70Ю

Практически неизбежное сочетание теплоизоляционных материалов с низким, нулевым или отрицательным коэффициентом термического расширения со сталями приводит к необходимости использования различных компенсаторов термических расширений: сильфонов, подвесов, противовесов, опор постоянного усилия и т.п.

Для обеспечения герметичности стыков, в зависимости от рабочей температуры, чаще всего используются фторопласт, паронит, терморасширенный графит, асбест. В частности, для увеличения температуры применения прокладок из терморасширенного графита в окислительной среде могут использоваться металлические обтюраторы из жаростойкой стали.

Организация и интенсификация теплообмена через стенку

Теплопередача через стенку от горячего теплоносителя (например, дымовых газов) к биомассе встречается в пиролизных установках достаточно часто. С целью интенсификации теплообмена применяются различные методы. Для улучшения теплообмена по стороне газа чаще всего используется оребрение, а также производится устройство турбулизаторов (канавок, валиков, наплывов и т.п.) в пристеночном слое, позволяющих наиболее эффективно интенсифицировать теплообмен в пограничном слое без существенного увеличения гидравлического сопротивления тракта. С целью более эффективного нагревания твердой фазы, как правило, применяются вращающиеся реакторы (барабаны). На рис. 2 показаны спирально-оребренные трубы для пиролиза биомассы из стали 12Х18Н10Т.

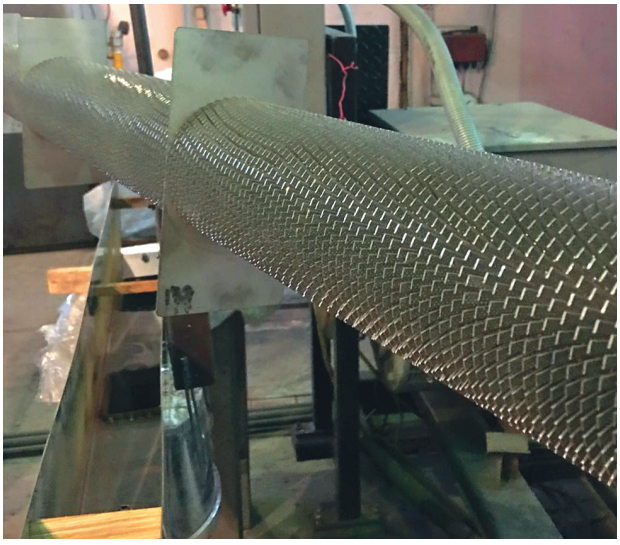


Рис. 2. Спиральное оребрение пиролизных труб с целью интенсификации теплообмена с дымовыми газами

Обеспечение сыпучести биомассы

Одной из существенных проблем в слоевых реакторах пиролиза биомассы является агломерация (слипание) частиц материала, приводящая к зависанию слоя, его неравномерной подаче или прогоранию, образованию пустот, хлопкам газовоздушной смеси и т.д. Наиболее эффективными способами борьбы с агломерацией являются увеличение выходного сечения бункеров, проектирование бункеров и реторт с одной или двумя стенками с отрицательным углом (расширяющихся вниз), а так-

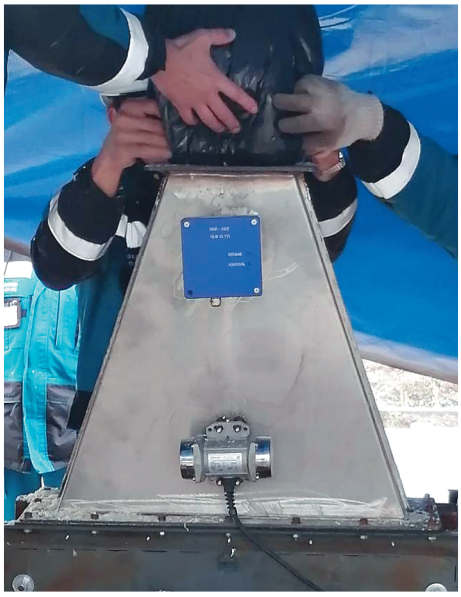


Рис. 3. Бункер для опилок специальной конструкции

же установка вибродвигателей. На рис. 3 показан бункер для опилок, имеющий форму перевернутой трапеции с двумя вертикальными стенками и вибромотором, препятствующими зависанию материала.

Использование контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации

В современных пиролизных установках для обеспечения комфортных условий труда, а также стабильного качества продуктов, степень автоматизации должна быть крайне высокой. Это обеспечивается применением микроконтроллеров, различных контрольно-измерительных приборов (термопар, датчиков давления, сигнализаторов уровня, концевых выключателей и т.п.), а также разнообразных устройств с автоматическими приводами (заслонок, клапанов, приводов и т.п.).



Рис. 4. Экран управления экспериментальной установкой двухстадийной пиролитической конверсии

Заключение

Энергетически эффективная переработка отходов, в том числе биомассы, является перспективным направлением развития энергетики и химической промышленности. Термическая переработка, в том числе пиролиз, широко применяется на практике, однако разработка и совершенствование пиролизных установок сопряжены с трудностями практического характера, обусловленными ограниченными возможностями по применению различных материалов и их сочетанию, геометрии каналов и реторт, несовершенством контрольно-измерительных приборов и автоматических устройств, а также высокой стоимостью материалов и оборудования.

Обширные знания и опыт в области применения различных конструкционных, теплоизоляционных и уплотнительных материалов, организации теплообмена, конструировании различных элементов установок и использовании контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации позволяют увеличить эффективность разрабатываемых устройств и повысить их коммерческую привлекательность, обеспечить безопасность работы и снизить отрицательное воздействие на окружающую среду.

Развитие технологий термической переработки биомассы, в том числе двухстадийной пиролитической конверсии, позволит вовлечь в топливо-энергетический комплекс и химическую промышленность России значительный ресурсный потенциал биомассы и значительно уменьшить объем образующихся и накопленных отходов.

Список использованных источников

1. **Федеральная** служба государственной статистики РФ. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/Oxr_otxod1-okved2.xls.
2. **McKendry P.** Biogenesis of Energy (part 2): conversion technologies // Bioresource Technol. 2002. V. 83. P. 47—54.
3. **Basu P.** Biomass Gasification and Pyrolysis. Practical Design // Academic Press, 2010. 376 p.
4. **Syngas** production in downdraft biomass gasifiers and its application using internal combustion engines / J.D. Martinez, K. Mahkamov, R.V. Andrade, E.E.S. Lora // Reissued. Energ. 2012. V. 38. P. 1—9.
5. **Gas** refrigerating and biomass filter using influence on tar removal / S. Thapa, P.R. Bhoi, A. Kumar, R.L. Huhnke // Energies. 2017. V. 10. P. 349.
6. **Singh R.N., Singh S.P., Balwanshi J.B.** Tar removal from manufactured gas: A review // Res. J. Eng. Sci. 2014. V. 3. P. 16—22.
7. **Strategies** for Manufactured Gas Cleaning in Biomass Gasification: A Review / H.V. Makwana, D.S. Upadhyay, J.J. Barve, R.N. Patel // Springer Proceed-ings in Energy. Springer, Singapore, 2018. P. 115—127.
8. **Heidenreich S., Foscolo P.U.** New concepts in biomass gasification // Prog. Energ. Combust. 2015. V. 46. P. 72—95.
9. **Two-stage** pyrolytic conversion of biomass of different types into syn-thesis gas / V.A. Lavrenov, O.M. Larina, V.A. Sinelshchikov, G.A. Sytchev // High Temp. 2016. V. 546. P. 892—898.
10. **Scientific** research on processing of the biomass into basic component of aviation fuel / V.V. Kachalov, V.A. Lavrenov, I.I. Lishchiner et al. // J. Phys.: Conf. Ser. 2016. V. 774. P. 012136.
11. **Kosov V.V., Kosov V.F., Zaichenko V.M.** Investigation of a two-stage process of biomass gasification // Chem. Engineer. Trans. 2015. V. 43. P. 457—462.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ КЛИМАТА НА ЭКОНОМИКУ РОССИИ НА ПРИМЕРЕ ИНТЕГРИРОВАННЫХ ОЦЕНОЧНЫХ МОДЕЛЕЙ

Лазеева Е.А., младший научный сотрудник, e.a.lazeeva@mail.ru,
ИНП РАН, Москва

Ключевые слова: интегрированные оценочные модели, IAM, изменение климата, экономика, ущербы, выгоды.

В статье была выполнена оценка эффекта климатических изменений на экономику России с помощью четырех специализированных интегрированных оценочных моделей (IAM). Полученные результаты демонстрируют разнонаправленное влияние изменения климата на отрасли в зависимости от модели, масштаб которых может отличаться в несколько десятков раз. Это обусловлено упрощенным характером использующихся математических функций, которые зависят только от четырех настроечных параметров. Такие оценки необходимо воспринимать как направление возникающих эффектов (выгоды или ущербы), а также как возможные риски для основных фондов или потенциальные возможности на отдельных рынках.

Роль интегрированных оценочных моделей в оценке изменения климата

Глобальное изменение климата является неоспоримым фактом, который подтверждается множеством научных исследований и наблюдений [1, 2]. Изменение климата влечет за собой значительные последствия для всех континентов и регионов планеты, в числе которых увеличение частоты и интенсивности экстремальных погодных явлений, изменение привычных экосистем, таяние ледников, сокращение территорий суши. Эти последствия оказывают значительное влияние на развитие всех секторов экономики, что вызывает серьезную озабоченность у общества о будущем мировой экономики в условиях изменения климата [3].

Понимание необходимости всестороннего изучения проблемы изменения климата, способствовало созданию интегрированных оценочных моделей (Integrated Assessment Models, IAM), которые отражают прямые и обратные связи между переменными, описывающими климат и экономику, объединяя знания из различных научных дисциплин. Результатом моделей являются количественные оценки [4].

Разработка IAM началась в 1990-х годах, на данный момент существует 10 оригинальных IAM. Основная цель применения IAM — оценка будущих климатических изменений и их воздействий на окружающую среду, экономику и общество. Модели используются для создания различных сценариев будущего, которые учитывают возможные изменения в политике, экономике, технологиях и климате. Они показывают изменения глобальной и региональной температуры, уровня моря, осадков, экстремальных погодных явлений и других климатических параметров на основе различных сценариев выбросов парниковых газов.

Модели оценивают экономические последствия климатических изменений с учетом затрат на адаптацию и смягчение последствий, которые могут включать строительство защитных сооружений от повышения уровня моря, развитие возобновляемой энергетики, повышение энергоэффективности, внедрение технологий улавливания и хранения углерода [5]. Кроме того, IAM могут включать оценку экономических ущербов и выгод от климатических воздействий [6] и учитывать влияние изменений климата на здоровье, занятость и благосостояние населения.

Модели отличаются детализацией и масштабом включенных научных дисциплин. IAM по умолчанию включают экономику и климат, но также могут учитывать отдельные блоки по сельскому хозяйству, здравоохранению, инфраструктуре и т.д. Также IAM различаются номенклатурой учитываемых географических регионов. В большинстве из них Россия включена в блок стран бывшего СССР и только модель DICE/RICE рассматривает Россию как отдельный регион.

IAM нашли широкое применение в оценочных докладах МГЭИК[1], их активное использование началось с третьего оценочного доклада. В первом и втором докладах МГЭИК применение IAM было органично, поскольку они были еще недостаточно развиты.

МГЭИК не проводит собственных исследований, основная цель заключается в предоставлении объективных, всесторонних и независимых научных оценок, касающихся изменения климата, его последствий и возможных стратегий смягчения и адаптации. Ярким примером таких оценок являются результаты расчетов, полученных с помощью интегрированных оценочных моделей [7].

Каждый из оценочных докладов демонстрирует новые сценарии выбросов ПГ, например, SRES (Special Report on Emissions Scenarios), RCP (Representative Concentration Pathways) и SSP (Shared Socioeconomic Pathways) [8—11], которые являются входными данными для IAM с целью моделирования влияния потенциального уровня выбросов на климатическую систему и экономику.

Совместное использование различных сценариев выбросов ПГ и IAM, в рамках оценочных докладов МГЭИК позволяет: а) оценивать влияние выбросов на клима-

[1] Межправительственная группа экспертов по изменению климата

тическую систему: изменение температуры, уровня моря, частоты и интенсивности экстремальных погодных явлений; б) оценивать экономические последствия изменения климата: влияние на сельское хозяйство, энергетику, инфраструктуру и здоровье населения; в) разрабатывать и оценивать эффективность различных политик и мер по снижению выбросов и адаптации к изменениям климата.

Таким образом, IAM является важным инструментом, который позволяет проводить комплексный анализ взаимодействия между климатическими, экономическими и социальными системами.

Цель данного исследования заключалась в применении международных IAM для оценки величины экономических эффектов климатических изменений на экономику России, используя актуальные данные. В расчетах использовались следующие IAM: DICE/RICE, WITCH, FUND и PAGE-ICE. Выбор моделей осуществлялся по нескольким параметрам: Россия рассматривается отдельно или включена в блок региональной разбивки; методология оценки представлена в открытом доступе; оценивается широкий и сопоставимый спектр отраслей экономики [12].

Методология оценки ущербов и выгод от изменения климата

Модели DICE и RICE разработаны Уильямом Нордхаусом. DICE (Dynamic Integrated Climate-Economy Model) рассматривает мир как единое целое, оценивая глобальные экономические и климатические процессы [13]. RICE (Regional Integrated Climate-Economy Model) расширяет подход DICE, разделяя мир на несколько регионов.

При оценке воздействия изменения климата в DICE/RICE потенциальные проблемные области были разделены на семь сфер (сельское хозяйство, энергопотребление, повышение уровня моря, населенные пункты, здоровье, нерыночные объекты благоустройства, катастрофические последствия). Для каждого элемента приводятся эффекты в процентах от ВВП при изменении температуры на 2,5 °С. С помощью формул, которые подробно описаны в документации[1], происходит расчет влияния изменения климата на каждую отрасль в конкретном году с учетом актуальных данных для России.

Модель WITCH (World Induced Technical Change Hybrid model) создана фондом RFF-CMCC-EIEE (Италия). Блок оценки выгод и ущербов от изменения климата структурно заимствован из моделей DICE/RICE, однако отличается уточненными настроечными параметрами.

Модель FUND (Framework for Uncertainty, Negotiation and Distribution) разработана Ричардом Толом. Особенность модели в том, что она позволяет проводить детализированные оценки воздействия климатических изменений на различные от-

[1] http://www.library.fa.ru/files/Warm-World.pdf

расли экономики. Расчет эффектов осуществлялся по формулам, которые подробно описаны в документации модели[1].

Модель PAGE-ICE (Policy Analysis of the Greenhouse Effect — Integrated Climate and Economy), разработана Крисом Хоупом. Главное отличие от других IAM — модель в явном виде учитывает влияние Арктической зоны на изменение климата, что особенно актуально для России [14].

Таяние вечной мерзлоты приводит к высвобождению значительных объемов углерода, что усиливает парниковый эффект и способствует дальнейшему изменению климата. Высвобождение углерода из вечной мерзлоты создает положительную обратную связь, где дополнительное потепление приводит к еще большему таянию мерзлоты и, следовательно, к еще большим выбросам.

Таяние снега и льда на поверхности земли приводит к снижению ее отражающей способности. Лед и снег имеют высокое альбедо (способность отражать солнечное излучение), в то время как почва и открытая вода имеют низкое альбедо и поглощают больше тепла. Снижение альбедо поверхности земли усиливает изменение климата, поскольку больше солнечного излучения поглощается земной поверхностью, что влечет дальнейшей рост температуры. Эти факторы увеличивают экономические и социальные последствия изменения климата.

Модель предоставляет уже готовые коэффициенты ущербов и выгод в процентах от ВВП для каждой категорий с прогнозом до 2300 года.

Анализ уравнений в описанных моделях показал, что блоки оценки экономических эффектов изменения климата в мировых IAM функционально зависят всего от четырех параметров: ВВП, численности населения, температуры, концентрации CO_2 в атмосфере. Дифференциация регионов мира реализована путем различных числовых коэффициентов в математических функциях, подобранных для лучшего отражения локальных особенностей.

Оценка влияния изменения климата на отрасли экономики России с использованием IAM

С помощью описанных методов оценки в рамках каждой модели были определены эффекты от изменения климата для экономики России. С целью сопоставимости полученных результатов они были приведены к единому виду, который отражает ежегодный эффект по сравнению с ситуацией 2021 г., все расчеты проведены в ценах 2021 г. (табл. 1). Названия блоков (отраслей) в таблице подразумевают следующие эффекты:

– сельское хозяйство — баланс ущерба урожаю от опасных явлений, выгод от обогащения среды CO_2, соответствия температуры оптимальным условиям ведения сельского хозяйства. Выражается в изменении годового дохода;

[1] http://www.fund-model.org/MimiFUND.jl/latest/

Таблица 1. **Ежегодный эффект от изменения климата по сравнению с ситуацией 2021 г.: отрицательные значения — ущерб, положительные значения — выгоды, млрд руб. (2021)**

Модель	2030	2040	2050	2060
Сельское хозяйство				
DICE/RICE	19,4	54,8	114,8	216,2
WITCH	16,0	45,3	94,8	178,6
FUND	29,4	208,0	314,6	400,3
Энергопотребление				
DICE/RICE	10,2	28,5	58,8	109,0
WITCH	0,5	1,5	3,2	5,9
FUND	–189,7	–264,0	–274,5	–275,1
Прибрежная зона				
DICE/RICE	–1,8	–5,2	–10,6	–19,8
WITCH	–0,8	–2,3	–4,7	–8,8
PAGE-ICE	–61,5	–152,0	–264,8	–413,1
Общественные объекты благоустройства				
DICE/RICE	25,6	73,4	156,1	298,8
Лесное хозяйство				
FUND	0,000	0,000	–0,001	–0,001
Недвижимость и инфраструктура				
DICE/RICE	–0,8	–2,3	–4,7	–8,6
WITCH	–10,2	–28,2	–57,4	–104,7
Природные бедствия (катастрофы) и их последствия				
DICE/RICE	–40,9	–119,1	–257,0	–500,0
WITCH	–46,7	–136,0	–293,3	–570,7
PAGE-ICE	–406,5	–1008,6	–1822,9	–2699,7

Источник: расчеты автора.

– энергопотребление — баланс дополнительных затрат на кондиционирование и экономии на теплоснабжении. Выражается в текущих тратах потребителей;

– прибрежная зона — показывает размер основных фондов, которые находятся возле береговой линии и потенциально находятся под риском наводнений;

– общественные объекты благоустройства — баланс дополнительных затрат на отдых на открытом воздухе. Выражается в текущих тратах потребителей;

– лесное хозяйство — баланс ущерба от пожаров и ускоренного роста леса из-за увеличения концентрации CO_2. Выражается в изменении годового дохода;

– недвижимость и инфраструктура — показывает размер основных фондов, которые потенциально находятся под риском опасных явлений, отличных от наводнений. В основном это относится к городам и производственным центрам;

– природные бедствия (катастрофы) и их последствия — показывает размер основных фондов, которые потенциально находятся под риском опасных явлений, связанных с кардинальной сменой климата. Выражается в изменении годового дохода.

Согласно полученным оценкам, изменение климата окажет положительный эффект на отрасль *сельского хозяйства* в России. Рост средней температуры приводит к удлинению вегетационного периода в северных широтах, что позволяет расширить территории, используемые для сельскохозяйственных нужд. Также более благоприятный климат позволит увеличить урожайность и разнообразие выращиваемых культур, при соблюдении необходимого уровня влаги и удобрений. Эти факторы приведут к увеличению объема сельскохозяйственной продукции, что принесет экономическую выгоду стране [15, 16].

Модель WITCH демонстрирует наименьшие выгоды от сельского хозяйства. Вероятно, она учитывает влияние учащения экстремальных погодных условий: увеличение интенсивности засух, особенно в южных регионах России, сильные осадки и заморозки могут привести к потери урожая [18]. Также модель включает внедрение новых методов управления водными ресурсами, что приводит к повышению затрат.

Влияние изменения климата в России на *энергетический сектор* демонстрирует разнонаправленный характер. Потепление климата снижает потребность в отоплении в холодные периоды года, что уменьшает нагрузку на энергетическую инфраструктуру и снижает расходы на топливо для обогрева зданий. Это особенно актуально для северных и восточных регионов России, где зимние температуры часто бывают экстремально низкими. Однако рост температуры будет стимулировать спрос на кондиционирование, что увеличивает расходы на электроэнергию.

Модели DICE/RICE и WITCH показывают положительные эффекты: экономия потребителей на тепле оказывается больше, чем дополнительные траты на кондиционирование. Модель FUND оценивает дополнительные расходы потребителей на энергию, подобные результаты выглядят сложно объяснимыми.

В части оценки *прибрежных зон* оценки IAM показывают, что Россия, как и многие другие страны, получит серьезный ущерб. Повышение уровня моря приводит к усилению процессов эрозии, а также увеличивает риск штормов и наводнений. Такие погодные явления могут привести к значительному повреждению домов, дорог, портов и других важных объектов, расположенных вблизи моря. Это требует значительных затрат на адаптацию. Также здесь учитываются затраты на переселение населения из затопленных районов. Полученные оценки на модели PAGE-ICE намного выше других, предполагается, что в модели заложена большая интенсивность опасных явлений из-за учета таяния элементов арктических экосистем.

Модель DICE/RICE выделяет позитивный эффект в России, связанный с так называемыми нерыночными (non-market), по сути, общественными, объектами благоустройства, которые включают: отдых на природе, походы, водные развлечения и др. Рост средней температуры приводит к увеличению времени, проводимого на открытом воздухе, что соответственно увеличивает спрос на сопряженные услуги и виды деятельности. Одновременно отрицательный эффект может наблюдаться из-за сокращения зимнего сезона, который приводит к снижению спроса на деятельность, которая зависит от холодного климата (лыжи, хоккей, коньки и др.). Однако данное сокращение считается незначительным по сравнению с летним досугом.

Оценки, полученные на модели FUND, показывают, что влияние климатических изменений на *лесное хозяйство* является незначительным, но при этом отрицательным. Изменение климата оказывает смешанное влияние на отрасль, поскольку, с одной стороны, происходит удлинение вегетационного периода и увеличение углеродного поглощения, которые улучшают условия для роста лесов и могут увеличить объем доступной древесины. С другой стороны, увеличение интенсивности и масштабов лесных пожаров приводит к уничтожению лесных массивов (рост затрат на мероприятия по предотвращению и ликвидации лесных пожаров, а также на восстановление лесов).

Также было получено негативное воздействие климатических изменений на категорию населенных пунктов и экосистем (*недвижимость и инфраструктура*). Ущерб в большей степени относится к городам, культурным ценностям и другим объектам, которые не могут эмигрировать в условиях изменения климата. WITCH также включает расходы на охрану окружающей среды (в том числе охрана почвы и подземных вод, защита от шума, радиации) в качестве показателя инвестиций, необходимых для защиты природных экосистем, поэтому эффект значительно больше оценки, полученной на модели DICE/RICE.

Наибольший ущерб экономике наносят *природные бедствия (катастрофы) и их последствия*, это комплексные и многоплановые риски, которые могут существенно нарушить функционирование экосистем, экономики и общества и привести к значительным потерям. Среди возможных катастрофических последствий выделяют повышение уровня моря, смещение муссонов, ускорение парникового эффекта, разрушение Западно-Антарктического ледяного щита, изменение океанических течений и др.

Модель PAGE-ICE показывает ущерб, которые почти в 5 раз превышает значения, полученные на других моделях, поскольку учитывает возможные крупномасштабные социально-экономические последствия изменения климата: массовые миграции, пандемии и войны, а также другие переломные моменты помимо многолетней мерзлоты и арктической зоны [18].

Результаты оценок влияния климатических изменений на *заболеваемость и смертность населения* представлены в табл. 2.

Таблица 2. **Ежегодный эффект от изменения климата по сравнению с ситуацией 2021 г.: отрицательные значения — ущерб, положительные значения — выгоды, млрд руб. (2021)**

Модель	2030 г.	2040 г.	2050 г.	2060 г.
DICE/RICE, WITCH	–1	–2,3	–3,8	–3,4
FUND	–4,3	–5,5	–5,3	–2,3

Источник: расчеты автора.

Все модели дают похожий результат: общий эффект отрицательный и ограничен 6 млрд руб. (2021) в год. Модели DICE/RICE и WITCH подразумевают, что повышение температуры и изменение режима осадков создают благоприятные условия для размножения переносчиков болезней, что способствует распространению инфекционных заболеваний (малярии, денге и лихорадки) и ухудшению качества воздуха. Загрязнение воздуха озоном и твердыми частицами, приводит к росту числа случаев респираторных заболеваний [19].

В модели FUND в явном виде выделяются сердечно-сосудистые, респираторные и инфекционные заболевания. Эффект инфекционных заболеваний в российских условиях оказывается сравним с нулем. Наиболее масштабные эффекты (сотни миллиардов рублей в год) возникают в части динамики сердечно-сосудистых заболеваний; при этом рост смертности в жаркое время года менее выражен по сравнению со снижением смертности в холодное время года, т.е. потепление климата создает выгоду для России по данному показателю. Однако рост смертности от респираторных заболеваний все же уводит итоговую оценку в негативную плоскость.

Выводы

Модели IAM являются инструментом, использование которого помогает работе МГЭИК по оценке экономических эффектов изменения климата и формированию общественного и политического мнения о характере таких эффектов.

Полученные оценки на моделях IAM для российских условий позволяют оценить совокупный эффект (в ценах 2021 года) в достаточно широком диапазоне от –1,3 до +0,2 трлн руб. к 2040 г.; от — 3 до +0,3 трлн руб. — к 2060 г.

Анализ методологий оценки экономических эффектов от изменения климата в мировых IAM показал, что модели используют простые математические функции, которые зависят от четырех параметров (ВВП, численности населения, средней температуры и концентрации CO_2 в атмосфере). Выделенные регионы в моделях различаются только коэффициентами в уравнениях, что упрощает моделирование, но не учитывает специфические особенности каждой страны в должной степени, например наличие значительных территорий, которые находятся в зоне многолет-

ней мерзлоты. Чаще всего в документациях к моделям нет подробного объяснения, что именно оценивается в том или ином секторе, поэтому понимание эффектов экстраполировалось исходя из описания аналогичных секторов в других моделях. Кроме того, модели AIM заточены на обоснование катастрофических рисков от изменения климата, так как характер используемых функций ведет к экспоненциальному увеличению ущербов при росте температуры. Поэтому полученные оценки для России необходимо рассматривать как направление возникающих эффектов изменения климата: выгоды или ущербы, а также как возможные риски для основных фондов или потенциальные возможности на отдельных рынках.

Возможно, такие характеристики достаточны для научного обеспечения процедур и площадок формирования глобальной климатической политики на верхнем уровне. Однако для разработки и обоснования эффективной национальной политики в сфере адаптации к изменениям климата необходимы более специализированные методы и модели, учитывающие уникальные особенности страны и более глубокую экспертизу в затрагиваемых отраслях, технологиях, регионах.

Список использованных источников

1. **Глобальное** изменение климата и его последствия / Л.В. Бондаренко, О.В. Маслова, А.В. Белкина, К.В. Сухарева // Вестник Российского экономического университета имени Г.В. Плеханова. 2018. № 2 (98). С. 84—93.
2. **Яковлев И.А., Кабир Л.С., Никулина С.И.** Климатическая политика Российской Федерации: международное сотрудничество и национальный подход // Финансовый журнал. 2020. Т. 12. № 4. С. 26—36. DOI 10.31107/2075-1990-2020-4-26-36.
3. **Федотова Г.В., Сложенкина М.И.** Влияние климатических изменений на структуру мирового АПК // Известия Юго-Западного государственного университета. Серия: Экономика. Социология. Менеджмент. 2020. Т. 10. № 3. С. 23—35.
4. **Сиптиц С.О., Романенко И.А., Евдокимова Н.Е.** Методологические подходы к моделированию адаптации сельского хозяйства к долгосрочным климатическим изменениям // Экономика сельского хозяйства России. 2019. № 2. С. 60—66. DOI 10.32651/192-60.
5. **Ивановский Б.Г.** Экономическая оценка ущерба от природных бедствий и изменений климата // Экономические и социальные проблемы России. 2021. № 1. С. 125—144.
6. **Казакова М.В.** Количественные оценки потенциальных макроэкономических последствий глобального изменения климата: что говорит литература // Управленческое консультирование. 2020. № 10 (142). С. 45—60. DOI 10.22394/1726-1139-2020-10-45-60.
7. **Гладильщикова А.А., Семенов С.М.** Межправительственная группа экспертов по изменению климата (МГЭИК): цикл шестого оценочного доклада // Фундаментальная и прикладная климатология. 2017. Т. 2. С. 13—25. DOI 10.21513/2410-8758-2017-2-13-25.
8. **IPCC, 2001:** Climate Change 2001: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, R.T. Watson and the Core Writing Team (eds.)]. IPCC, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 397 p.

9. **IPCC, 2007:** Climate Change 2007: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, R.K. Pachauri and A. Reisinger (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 104 p.

10. **IPCC, 2014:** Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 151 p.

11. **Семенов С.М., Гладильщикова А.А.** Сценарии антропогенных изменений климатической системы в XXI веке // Фундаментальная и прикладная климатология. 2022. Т. 8. № 1. С. 75—106. DOI 10.21513/2410-8758-2022-1-75-106.

12. **Tian-Peng** WANG, Fei TENG. A multi-model assessment of climate change damage in China and the world // Advances in Climate Change Research. 2022. V. 13. P. 285—396. https://doi.org/10.1016/j.accre.2022.04.005

13. **Бобылев С.Н., Порфирьев Б.Н.** В поисках новой экономики // Вестник Московского университета. Серия 6: Экономика. 2019. № 4. С. 3—7.

14. **Никитина Е.Н.** Изменение климата в Арктике: адаптация в ответ на новые вызовы // Контуры глобальных трансформаций: политика, экономика, право. 2019. Т. 12. № 5. С. 177—200. DOI 10.23932/2542-0240-2019-12-5-177-200.

15. **Влияние** изменения климата на размещение отраслей сельского хозяйства России / Н.М. Светлов, С.О. Сиптиц, И.А. Романенко, Н.Е. Евдокимова // Проблемы прогнозирования. 2019. № 4 (175). С. 59—74. DOI 10.1134/S1075700719040154.

16. **Редникова Т.В.** Меры адаптации к климатическим изменениям: совершенствование экологического законодательства Российской Федерации в свете присоединения к Парижскому соглашению по климату // Союз криминалистов и криминологов. 2020. № 4. С. 122—127. DOI 10.31085/2310-8681-2020-4-208-122-127.

17. **Шарко Е.Р.** Влияние изменений климата на сельское хозяйство в регионах Российской Федерации // Теоретическая и прикладная экономика. 2022. № 1. С. 11—24. DOI 10.25136/2409-8647.2022.1.35866.

18. **Макаров И.А., Шуранова А.А.** Климатические изменения как новый фактор международных отношений // Международная аналитика. 2023. Т. 14. № 4. С. 52—74. DOI 10.46272/2587-8476-2023-14-4-52-74.

19. **Кренева К.А.** Влияние климата на здоровье человека // Бюллетень Северного государственного медицинского университета. 2023. № 2 (50). С. 46—49.

ПОТЕНЦИАЛ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ И УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИК ЕГО ОЦЕНКИ

Любчик О.А., старший преподаватель, olga.liubchik@yandex.ru,
Быстрых С.В., студент,
Казак А.Н., студент,
Белорусский национальный технический университет (БНТУ), г. Минск

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, оценка потенциала, методики оценки, теоретический потенциал, технически возможный потенциал, устойчивое развитие.

В статье рассматриваются подходы к оценке теоретического и технически возможного потенциала ряда возобновляемых источников энергии: древесной биомассы, биогаза и солнца. Предлагается авторская методика оценки потенциала древесной биомассы с учетом принципов устойчивого развития, а также корректировка существующих методик оценки, имеющая результат в виде повышения точности и снижения трудоемкости расчетов.

Для определения возможного объема производства энергии за счет возобновляемого источника энергии используют понятие потенциала.

Потенциал возобновляемого источника энергии — это количество энергии, которое может быть произведено за год за счет определенного возобновляемого источника энергии [1, с. 11].

Наибольшее распространение получили такие виды потенциала возобновляемых источников энергии, как теоретический (в некоторых случаях его называют валовым) и технически возможный (кратко называют техническим). Стоит отметить, что в некоторых исследованиях, например, [2, с. 5], определение технического потенциала дополняется необходимостью соблюдения требований к охране природной среды, что является важным для достижения устойчивого развития.

Рассмотрим некоторые методики определения названных выше видов потенциала ряда возобновляемых источников энергии.

Для оценки теоретического потенциала древесной биомассы в методике, описанной в [3, с. 267—270], предложен расчет всего запаса энергии, накопленной биомассой лесных древостоев. При анализе рассматриваются группы однородных по свойствам фракций биомассы древостоя: стволовая древесина, кора ствола, хвоя или листва и прочее. Также имеется разделение по возрастному составу и породам.

В предложенной методике имеется ряд недостатков. В ней отсутствует связь с естественным приростом древесной биомассы, для расчета требуется большой объем детальной информации, усредненный характер расчета которой не позволяет получить высокую точность и дает результат, мало отличающийся от значений, полученных при проведении укрупненных расчетов меньшей трудоемкости. Также не уделено внимание вопросам устойчивости использования древесной биомассы.

Схожими недостатками обладают методики, описанные в иных источниках. Особенно мало внимания в них уделено вопросам рационального потребления древесины и устойчивого развития энергетики.

Так, например, методика оценки ресурсов древесного топлива, предложенная в [4, с. 7—18], также предполагает тщательный анализ древесных насаждений: учитывается породный состав насаждений, диаметр и высота древостоев. Суть оценки сводится к вычислению возможной доли изъятия древесных отходов, образовавшихся при рубках различного назначения. Вопросы определения допустимых размеров рубок, восстановления леса и сохранения запаса насаждений затронуты лишь поверхностно. Данная методика не дает возможности прогнозирования и анализа по причине того, что доступный ресурс древесного топлива зависит от объема вырубаемой древесины, а не от общего запаса насаждений.

В работе [5, с. 6—19] потенциал древесного топлива оценивается на основе данных о планируемых лесозаготовках и технической возможности извлечения отходов и древесного отпада. В работе [2, с. 33] качестве теоретического потенциала древесного топлива принимается энергия, сосредоточенная в расчетной лесосеке, к технически возможному потенциалу ее авторы относят древесные отходы, которые образуются во время рубок главного пользования и при деревообработке. Предлагаемые методики не позволяют провести достоверную оценку потенциала древесной биомассы в случае планирования рубок в объеме меньше или больше годового прироста и могут как занижать, так и завышать потенциал.

Для исключения описанных недостатков была разработана авторская методика [6]. В предлагаемой методике основой для определения теоретического потенциала служат данные о ежегодном приросте древесной биомассы или формирующих его показателях. С использованием данных по запасу насаждений теоретический потенциал возобновляемой древесной биомассы можно рассчитать по формуле

$$P_{\text{теор}} = B_i - B_{i-1} + H_i, \qquad (1)$$

где B_i — запас насаждений в расчетном году, млн м^3; B_{i-1} — запас насаждений в году, предшествовавшему расчетному, млн м^3; H_i — объем заготовленной древесины в расчетном году, млн м^3.

При расчете еще не наступивших периодов в распоряжении чаще всего имеются данные об ожидаемой лесистости, удельном запасе насаждений и удельном объеме заготовок. Тогда указанная выше формула приобретает следующий вид:

$$P_{\text{теор}} = [(b_i + h_i)F_i - b_{i-1}F_{i-1}]A / 10^6, \quad (2)$$

где b_i — удельный средний запас насаждений в расчетном году, м^3/га; h_i — удельный объем заготовленной древесины в расчетном году, м^3/га; F_i — лесистость территории страны в расчетном году, %; b_{i-1} — удельный средний запас насаждений в году, предшествовавшему расчетному, м^3/га; F_{i-1} — лесистость территории страны в году, предшествовавшему расчетному, %; A — площадь страны, га.

При расчете технически возможного потенциала древесной биомассы с учетом принципов устойчивого развития следует исключить древесину, которая может быть преобразована в продукцию, не относящуюся к топливу и находящуюся на более высоких уровнях ценности, согласно пирамиде устойчивого использования древесной биомассы. Также исключаются для заготовки древесной биомассы участки, занимаемые национальными парками и заповедниками, труднодоступные или загрязненные территории, посадки особо ценных или редких пород деревьев и прочие области, где заготовка древесины ограничена либо затруднена [6].

С учетом выше описанных ограничений, технически возможный потенциал древесной биомассы может быть определен как

$$P_{\text{техн}} = P_{\text{теор}}\left(1 - \sum_{i=1}^{n} \varphi_i\right) - Q_{\text{пром}}, \quad (3)$$

где φ_i — доля лесных территорий, где ограничена либо запрещена заготовка леса по i-й причине; $Q_{\text{пром}}$ — объем древесины, расходуемый на производство продукции, кроме топлива, млн м^3.

Методики оценки энергетического потенциала получения биогаза из отходов жизнедеятельности сельскохозяйственных животных различных авторов имеют большую схожесть между собой и основываются на выходе физиологических отходов (далее — отходов) от одного животного и количества биогаза, который из данного объема отходов можно получить [3, с. 276; 7; 8]. Однако отличия имеются.

В работе [8] для определения теоретического потенциала учитывается весь биогаз, который может быть произведен из отходов сельскохозяйственных животных и птицы, за исключением 20 %, требуемых для поддержания температуры в метантенках:

$$P^{\text{г}}_{\text{теор}} = (1 - 0{,}2)\sum_{n=1}^{n} N_i g_i, \quad (4)$$

где 0,2 — доля энергии на собственные нужды; N_i — поголовье i-го вида животного (птицы), ед.; g_i — расчетный выход биогаза из отходов от одной единицы i-го вида животного (птицы) за год, м^3/(ед. · год).

Объем получения биогаза из отходов животных и птицы и самих отходов от одного животного для проведения расчетов принимается по результатам анализа дополнительных литературных источников.

Технически возможный потенциал, который авторы названной выше работы называют технически достижимым, учитывает особенности систем удаления и сбора отходов. В данном исследовании предлагается учитывать только крупный рогатый скот, свиней и кур.

В исследовании [7] методика расчета имеет аналогичную с рассмотренной выше основу, но дополнительно вводится иной коэффициент, корректирующий потенциал получения биогаза — коэффициент доступности. Он исключает из расчета объем органического сырья от животных и птицы, содержащихся в мелких хозяйствах. В указанном исследовании он численно равен 0,62, однако для каждой страны и каждого временного периода он должен определяться индивидуально. Авторы других работ [2, с. 43—44; 9, с. 92] также предлагают учитывать только животных и птицу, находящихся в крупных хозяйствах.

Учитывая схожесть принципов расчета получения биогаза, для уточнения потенциала примем за основу методику, предложенную в [8], производя, однако, расчеты для всего перечня сельскохозяйственных животных и птицы, по которому ведется статистический учет в стране. При расчете технически возможного потенциала дополнительно введем коэффициент доступности φ для разных видов сельскохозяйственных животных и птицы, равный доле животных и птицы, содержащихся в хозяйствах сельскохозяйственных организаций [10]. Тогда технически возможный потенциал определяется формулой

$$P^{\text{г}}_{\text{теор}} = \sum_{i=1}^{n} \frac{P^{\text{г}}_{\text{теор}\,i} k_i \varphi_i}{100}, \tag{5}$$

где k_i — коэффициент, учитывающий удаление отходов, характерный для i-го вида животного (птицы) [8]; φ_i — коэффициент доступности для i-го вида животного (птицы).

Теоретическим потенциалом для солнечной энергетики является вся солнечная энергия, поступающая на рассматриваемую территорию. Данный вопрос хорошо изучен, и в широком доступе имеются карты и базы данных, описывающие среднегодовое поступление энергии солнца на поверхность земли [12; 13; 14]. Определение теоретического потенциала заключается в нахождении суммарной солнечной энергии, поступающей на территорию страны [2, с. 17; 9, с. 52]:

$$P^{\text{с}}_{\text{теор}} = \sum_{i=1}^{n} I_i S_i 10^{-3}, \tag{6}$$

где $P^{\text{с}}_{\text{теор}}$ — теоретический потенциал солнечной энергии, млрд кВт·ч; I_i — средняя годовая сумма солнечной радиации, приходящаяся на горизонтальную поверх-

ность, кВт · ч/м^2; S_i — площадь территории, для которой характерна средняя годовая сумма солнечной радиации I_i, км^2; n — число участков на рассматриваемой территории с определенной средней годовой суммой солнечной радиации.

Полностью теоретический потенциал реализовать не представляется возможным, так как для установки преобразователей солнечной энергии в таком случае потребуется использовать всю территорию страны или региона. Согласно [2, с. 16], под солнечные установки можно использовать до 1 % площади рассматриваемой территориальной единицы и принимается для расчета значение в 0,1 %. Менее строгий подход отмечается в [1, с. 16], он предлагается для Республики Беларусь, но также может быть применен для других стран и территорий, имеющих невысокий процент неиспользуемых земель. В этом исследовании под солнечную энергетику предлагается выделять от 1 до 10 % неиспользуемых земель с учетом того, что доля неиспользуемых земель на начало 2024 г. в Республике Беларусь составила менее 2 % [15]. В источнике [9, с. 53] авторы путем экспертных оценок также пришли к выводу о выделении не более 0,1 % территории под размещение фотоэлектрических установок.

При расчете технически возможного потенциала также учитывается коэффициент полезного действия фотоэлектрических панелей [3, с. 279; 16, с. 16].

Угол падения солнечных лучей на плоскость фотоэлектрической панели и ориентация ее по сторонам горизонта влияют на ее производительность. Расположение панелей в оптимальной ориентации по сторонам горизонта и под фиксированным оптимальным для данной географической широты углом дает повышение производительности на 10—12 % по сравнению с горизонтальной ориентацией [16, с. 23]. Оптимальной ориентацией в северном полушарии считается ориентация на юг, а углом наклона — угол географической широты, отклонение от этих параметров приводит к снижению коэффициента использования установленной мощности солнечной электростанции [9, с. 71; 16, с. 22; 17, с. 170]. Установка трекеров, следящих за солнцем и поворачивающих панель относительно горизонтальной и вертикальной осей, дает возможность увеличить КИУМ на величину до 7 % [17, с. 170].

Однако установка фотоэлектрических панелей под наклоном направлена на повышение количества получаемой энергии с единицы площади панели, но не с единицы площади земной поверхности. Во избежание затенения панелей при установке их под углом к горизонту в массиве необходимо располагать их на расстоянии между рядами, определяемом по следующей формулой [16, с. 48]:

$$z = h\frac{\sin(180-(\alpha+\beta))}{\sin\alpha}, \tag{7}$$

где z — расстояние между рядами панелей, м; h — высота панели, м; α — оптимальный угол наклона панели к горизонту, градусы; β — угол максимальной высоты солнца над горизонтом 21 декабря, градусы.

Расстояние z имеет минимум при $\alpha = 0$ и равно высоте панели h. При угле наклона, равном, например, широте г. Минска (53,5°), оно увеличивается в 4,1 раза.

При определении технически возможного потенциала солнечной энергии на заданной территории имеется задача вычислить максимально возможное количество энергии, которое может быть получено с данной территории, а не площади фотоэлектрической панели. Этому условию соответствует фиксированное горизонтальное расположение панелей. Применение трекеров при плотном горизонтальном расположении фотоэлектрических панелей нецелесообразно, так как приведет к затенению и, как следствие, снижению эффективности электростанции.

Таким образом, технически возможный потенциал определяется как

$$P^{\text{с}}_{\text{техн}} = P^{\text{с}}_{\text{теор}} = \varphi_{PV}\eta_{PV}, \tag{8}$$

где $P^{\text{с}}_{\text{техн}}$ — технически возможный потенциал солнечной энергии, млрд кВт·ч; φ_{PV} — доля территории, которую можно занять солнечными установками; η_{PV} — коэффициент полезного действия фотоэлектрических панелей.

Как видно из анализа, многие существующие методики определения теоретического и технически возможного потенциала возобновляемых источников энергии имеют особенности, которые затрудняют расчет, приводят к существенной погрешности или не учитывают современные тенденции. Однако некоторая модификация подходов расчета потенциала возобновляемых источников энергии и их авторская корректировка, в том числе на основе взаимной интеграции подходов, представленные в данной работе, позволяют преодолеть значимую часть слабых сторон методик, снизить трудоемкость расчетов и одновременно повысить точность.

Список использованных источников

1. **Михалевич А.А.** Потенциал и перспективы использования возобновляемых источников энергии в Беларуси // Возобновляемые источники энергии: потенциал, достижения, перспективы : материалы Международного семинара экспертов, Минск, 22—24 февраля 2011 г. / Национальная академия наук Беларуси; под ред. академика Михалевича А.А. Минск, 2011. С. 11—18.
2. **Справочник** по ресурсам возобновляемых источников энергии России и местным видам топлива: (показатели по территориям) / под ред. Безруких П.П. — М.: ИАЦ Энергия, 2007. 272 с.
3. **Кундас С.П., Позняк С.С., Шенец Л.В.** Возобновляемые источники энергии: монография; МГЭУ им. Сахарова. — Минск: МГЭУ им. А.Д. Сахарова, 2003. 315 с.
4. **Холодков В.С.** Оценка ресурсов древесного топлива ленинграской области с использованием ГИС-технологий : автореф. дис. ... канд. с./х. наук: 06.03.02; Санкт-Петербургская гос. лесотехн. акад. им. С.М. Кирова. — СПб., 2009. 22 с.

5. **Воробьев Д.С.** Геоэкологическая оценка биоэнергетического потенциала древесной растительности Беларуси : автореф. дис. ... канд. геогр. наук: 25.03.13; Бел. гос. унив. — Минск, 2016. — 24 с.
6. **Любчик О.А.** Использование древесной биомассы в качестве топлива как направление укрепления энергетической безопасности Республики Беларусь: оценка и прогноз потенциала // Агропанорама. 2021. № 4. С. 26—30.
7. **Гелетуха Г.Г., Марценюк З.А.** Энергетический потенциал биомассы в Украине // Промышленная теплотехника. 1998. Т. 20. №. 4. С. 52—55.
8. **Кундас С.П., Пашинский В.А., Бутько А.А.** Оценка потенциала производства биогаза в Республике Беларусь // Энергоэффективность. 2013. № 4. С. 32—36.
9. **Ресурсы** возобновляемой энергетики: методы оценки и картографирование: коллективная монография / С.В. Киселева, Ю.Ю. Рафикова, Т.И. Андреенко и др. — М.: Наука, 2019. 194 с.
10. **Любчик О.А.** Исследование потенциала получения биогаза в животноводческих комплексах Республики Беларусь // Энергоэффективность. 2021. № 5. С. 24—27.
11. **Circular** economy in agriculture as a vector for energy security strengthening / T. Zoryna et al. // BIO Web of Conferences. — EDP Sciences. 2022. V. 52. P. 00067.
12. **Государственный** кадастр возобновляемых источников энергии. [Электронный ресурс] // Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь. — Режим доступа: http://195.50.7.239/GeoData. — Дата доступа: 06.09.2024.
13. **ГУ «Белгидромет».** — Режим доступа: https://belgidromet.by/ru/. — Дата доступа: 15.08.2019.
14. **Global** Solar Atlas Energy Data [Electronic resource]. — Mode of access: https://globalsolaratlas.info. — Date of access: 06.09.2024.
15. **Мониторинг** земель. [Электронный ресурс] // Национальной системы мониторинга окружающей среды в Республике Беларусь. — Режим доступа: https://www.nsmos.by/environmental-monitoring/monitoring-zemel. — Дата доступа: 01.09.2024.
16. **Книга** о «солнце». Руководство по проектированию систем солнечного теплоснабжения / ООО Виссманн. Киев: «Злато-Граф», 2020. 193 с.
17. **Эффективность** применения систем слежения за солнцем и двусторонних фотоэлектрических модулей в южных районах Российской Федерации и Республике Узбекистан / С. Фрид и др. // Фундаментальные и прикладные вопросы физики : труды междунар. конф. / АН РУз, ФТИ НПО «Физика-Солнце». Ташкент, 2020. С. 168—172.

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РЕГИОНОВ СКФО

Аликеримова Т.Д., старший преподаватель, tamila@list.ru,
Магомедов М.А., студент, magomedmagomedov54171@gmail.com,
Ниналалов Т.С., студент, timurplay98@gmail.com,
Рабаданов М.Х., д.ф.-м.н., профессор, ректор, rab_mur@mail.ru,
Дагестанский государственный университет (ДГУ), г. Махачкала,
Ниналалов С.А., к.ф.-м.н., заместитель по научной работе директора Института проблем геотермии и возобновляемой энергетики — филиала Объединенного института высоких температур РАН, доцент кафедры инженерной физики ДГУ, г. Махачкала, said2706@gmail.com

Ключевые слова: электропотребление, электроснабжение, СКФО, программа ДПМ ВИЭ, СЭС, ВЭС, ГЭС.

В статье выполнена оценка объемов генерации и потребления электричества в регионах Северо-Кавказского Федерального округа (СКФО). Также была проведена оценка перспектив достижения электроэнергетической независимости субъектов СКФО с отрицательным балансом по электроснабжению.

Динамика электроснабжения и электропотребления субъектов СКФО в 2005—2023 годах

Субъекты СКФО в своем большинстве — национальные республики с самым активным в России ростом населения в то же время являются одними из самых депрессивных регионов страны с наименьшими заработными платами, с наибольшей безработицей, с множеством не разрешенных в течение десятков лет инфраструктурных проблем. Остро стоят задачи ускоренного социально-экономического развития, роста валового регионального продукта, снижения уровня дотационности.

Одним из важных вопросов развития является достижение энергетической безопасности регионов, под которой понимается доступность, достаточность и обеспеченность собственных энергетических ресурсов для реализации основных целевых характеристик функционирования и социально-экономического развития региона [1].

Из всех регионов СКФО только в Ставропольском крае генерация электроэнергии превышает энергопотребление, а Дагестан потерял свою энергетическую независимость в начале 2010-х годов [2]. На рис. 1 и 2 показана динамика потребления и генерации электроэнергии субъектов СКФО за 2005—2023 гг. [3].

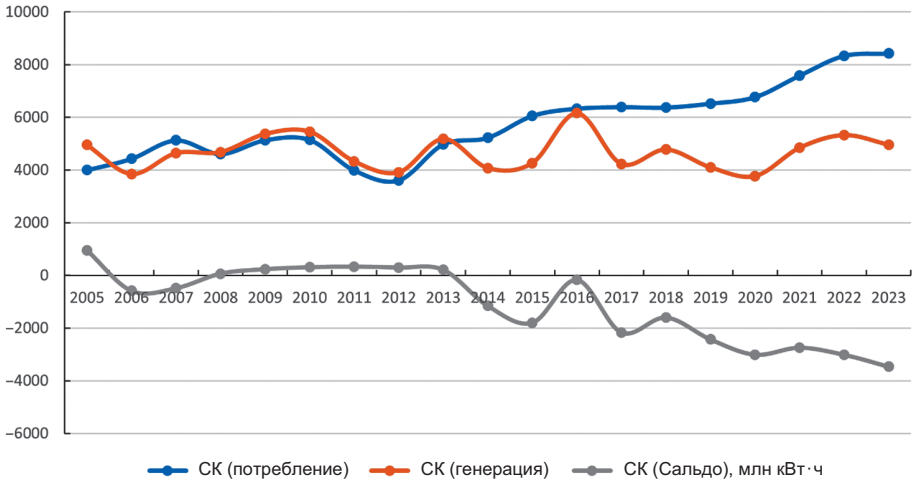


Рис. 1. Электропотребление, генерация электроэнергии и сальдо в 2005—2023 гг. в Республике Дагестан [3]

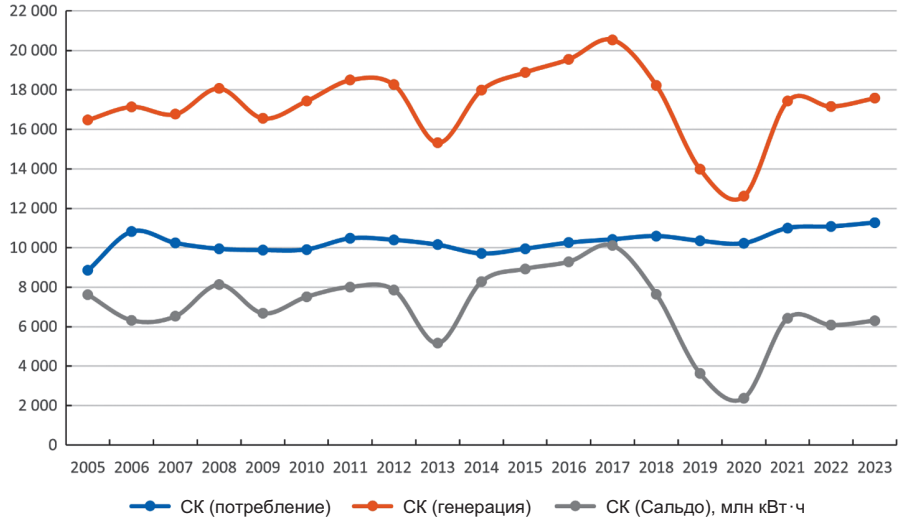


Рис. 2. Электропотребление, генерация электроэнергии и сальдо в 2005—2023 гг. в Ставропольском крае [3]

Все регионы СКФО не имеют устойчивого тренда роста электрогенерации. Ввод в эксплуатацию Гоцатлинской ГЭС в 2015 году [4] вызвал увеличение электрогенерации в Республике Дагестан 2016 году (рис. 1). Однако в последующие годы производство электроэнергии снизилось до уровня 2014 года и продолжило колебаться в тех же пределах, как и в нулевые годы. Тем не менее можно увидеть небольшое снижение объема поставки электричества, вызванное либо потеплением

климата в последние годы, либо увеличением потерь электроэнергии в электросистеме до 42 % [5].

Стабильно высокий ежегодный прирост населения Дагестана служит причиной соответствующего роста потребления энергии [2]. В регионе доля промышленности составляет не более 6—7 % от ВРП, новых масштабных энергоемких производств за последние 10 лет не построено, влияние промышленного производства на потребление электроэнергии минимально. Здесь тренд на стабильное увеличение с некоторым ускорением роста, вызванным активным незаконным майнингом криптовалюты, что в Дагестане является довольно частым явлением [6, 7].

В Республике Ингушетия электричество не производится вообще, а потребление электроэнергии ежегодно увеличивается практически параллельно росту населения в регионе — с 421,6 млн КВт · ч в 2005 году до 939,6 млн КВт · ч в 2022 г. [3]. Доля промышленности в ВРП Ингушетии не превышает 8 % [8], и ее влияние на электропотребление незначительно.

Аналогичная ситуация в Кабардино-Балкарской Республике. Доля промышленности в ВРП составляет менее 9 % [9], и в потреблении электроэнергии менее 19 % [10]. Регион стабильно потребляет втрое больше электроэнергии, чем производит: в 2005 году производство составило 422,4 млн КВт · ч, а потребление 1379,3 млн КВт · ч, в 2022 году — 647,1 млн КВт · ч и 1754,3 млн КВт · ч соответственно [3]. Локальные всплески электрогенерации связаны с вводом в эксплуатацию Кашхатау ГЭС установленной мощностью 65,1 МВт в 2010 году, Зарагижской ГЭС установленной мощностью 30,6 МВт в 2016 году, и Верхнебалкарской ГЭС установленной мощностью 10 МВт в 2020 году [10].

В Карачаево-Черкесской Республике с вводом в эксплуатацию одной из самых крупных в СКФО Зеленчукской ГЭС мощностью 300 МВт в 2006 году [11] электрогенерация выросла с минимальных значений до 80—90 % электропотребления региона [3]. Небольшой рост выработки электричества вызвал ввод в эксплуатацию Новокарачаевской МГЭС в 2014 голу (установленная мощность 1,2 МВт), МГЭС Большой Зеленчук в 2017 году (1,26 МВт), Усть-Джегутинской МГЭС в 2020 году (5,6 МВт) [12].

В Республике Северная Осетия — Алания до 2016 года производство электроэнергии составляло до 20 % от ее потребления [3]. В 2016—2017 году потребление значительно снизилось, а ввод в эксплуатацию Зарамагской ГЭС в 2020 году установленной мощностью 346 МВт [13] увеличил генерацию до 50 % от потребления электроэнергии.

В ходе боевых действий на территории Чеченской Республики в 90-е и нулевые годы все электростанции региона были разрушены, электроэнергия поступала перетоком из Ставропольского края. В 2014 году на реке Аргун введена в эксплуатацию Кокадойская МГЭС мощностью 1,3 МВт. В 2019 году была введена в строй Грозненская ТЭС мощностью 360 МВт [14], обеспечивающая половину потребностей республики [3].

Несмотря на то, что в Ставропольском крае генерация электричества превышает потребление на 60—100 % (рис. 2), в регионе за последние 10 лет построено и введено в эксплуатацию несколько электростанций, в том числе малые гидроэлектростанции и ветровые электростанции [15].

Проекты возобновляемой энергетики и перспективы снижения энергодефицита в регионах СКФО

В субъектах СКФО начиная с 2013 года по 2023 год в соответствии с программой договоров присоединения мощности (ДПМ) ВИЭ [16] были построены и введены в эксплуатацию малые гидро-, солнечные и ветровые электростанции (табл. 1).

Таблица 1. **Реализованные в СКФО крупные проекты ВИЭ в 2013—2023 гг. [17 и 18]**

№ п/п	Наименование объекта	Установленная электрическая мощность, МВт	Субъект РФ	Владелец	Объем инвестиций, млрд руб.	Год ввода в эксплуатацию
1	Каспийская СЭС	1,00	Республика Дагестан	ПАО «Русгидро»	0,07	2013
2	Кокадойская МГЭС	1,30	Чеченская Республика	ГУП «ЧГК»	0,21	2014
3	Старомарьевская СЭС	100	Ставропольский край	ООО «Солар Системс»	14,1	2020
4	Верхнебалкарская МГЭС	10,00	Кабардино-Балкарская Республика	ПАО «Русгидро»	1,50	2020
5	Усть-Джегутинская МГЭС	5,60	Карачаево-Черкесская Республика	ПАО «Русгидро»	0,82	2020
6	Барсучковская МГЭС	5,25	Ставропольский край	ПАО «Русгидро»	0,77	2020
7	Медвеженская ВЭС	60,0	Ставропольский край	АО «НоваВинд»	6,4	2021
8	Кочубеевская ВЭС	210,0	Ставропольский край	АО «НоваВинд»	28,2	2021
9	Бондаревская ВЭС	120,0	Ставропольский край	АО «НоваВинд»	15,3	2021
10	Кармалиновская ВЭС	60,0	Ставропольский край	АО «НоваВинд»	8,0	2021
11	Южно-Сухокумская СЭС	15	Республика Дагестан	Группа компаний «Хевел»	1,5	2022

Системная работа по разработке и реализации проектов в рамках первой программы ДПМ ВИЭ активно ведется в двух регионах:

– в одном из самых энергопрофицитных субъектов Российской Федерации — Ставропольском крае, занимающем лидирующие позиции в стране по установленной мощности ВИЭ. Губернатор края Владимир Владимиров обозначил строительство ВИЭ одним из пяти прорывных проектов, являющихся опорой экономического роста края;

– в Республике Дагестан, где на сегодня реализовано два проекта солнечной энергетики — Каспийская СЭС мощностью 1 МВт и Южно-Сухокумская СЭС [19] мощностью 15 МВт, начинается строительство одного объекта ветроэнергетики (Махачкалинская ВЭС [20]) мощностью 12,5 МВт и получены разрешения на реализацию двух проектов ВИЭ — самой крупной в России Новолакской ВЭС [21] мощностью 315 МВт и Дербентской СЭС [22] мощностью 100 МВт.

В соответствии с результатами отбора проектов [17] и планами организаций, поддержанными по программе ДПМ ВИЭ, в Республике Дагестан планировалось ввести с 2002 по 2032 год 1671,3 МВт новых мощностей, что ненамного меньше общей мощности электроэнергетики Дагестана в 2022 году [23]. Эти мощности позволили бы стабилизировать дефицит электроэнергии в регионе в том случае, если динамика роста электропотребления сохранится на ближайшую перспективу.

В табл. 2 представлены проекты, по которым уже проведены все подготовительные работы, планируемые к реализации в ближайшее время (1—3), а также проекты, которые запланированы к реализации в 2025 и последующие годы (4—11).

Таблица 2. **Перечень проектов ВИЭ, планируемых к реализации в Республике Дагестан в 2024—2031 годы (КИУМ — коэффициент использования установленной мощности)**

№ п/п	Наименование объекта	Мощность, МВт	Прогнозный КИУМ, %	Год ввода в эксплуатацию
Объекты ВИЭ, на строительство которых получено разрешение				
1	Махачкалинская ВЭС	12,5	35	2025
2	Дербентская СЭС	100	17	2026
3	Новолакская ВЭС	315	45	2025—2026
Объекты ВИЭ, готовящиеся к реализации в 2025—2031 гг.				
4	Степная СЭС (1-я очередь)	250	15,5	2025
5	Степная СЭС (2-я очередь)	250	15,5	2026
6	Львовская ВЭС	60	45	2027
7	Степная СЭС (3-я очередь)	250	15,5	2027
8	СЭС «Тавжан»	100	106	2028
9	Кумторкалинская СЭС	100	16	2029
10	Самурская МГЭС 17	30	40	2029
11	Самурская МГЭС 18	50	40	2031

Таблица 3. **Нереализованные проекты ВИЭ в Республике Дагестан**

№ п/п	Наименование объекта	Установленная электрическая мощность, МВт	Участник оптового рынка, подавший заявку	Год отбора проекта	Предполагаемый объем инвестиций, млрд руб.	Год ввода в эксплуатацию
1	Каспийская СЭС	5,00	ООО «Мэк-инжиниринг»	2014	0,30	2015
2	СЭС «Хунзах-1»	5,00	ООО «Мэк-инжиниринг»	2014	0,40	2015
3	Могохская ГЭС	49,80	ПАО «Русгидро»	2021	13,6	2028
4	Ногайская СЭС	60,00	ООО «Юни-грин Пауэр»	2021	15,5	2024
5	СЭС	25,00	ООО «Новая энергия»	2021	Нет данных	2023
6	СЭС	25,00	ООО «Новая энергия»	2021	Нет данных	2023
7	СЭС	25,00	ООО «Новая энергия»	2021	Нет данных	2023
8	Кизлярская СЭС	14,00	ООО «Элек-трон»	2020	2,5	2023
9	СЭС «Уйташ»	9,00	ООО «Элек-трон»	2020	1,6	2023
10	Самурские МГЭС 11-16	5,94	ООО «Гидроэнер-джи»	2020	1,2	2024

В табл. 3 представлены проекты, которые планировалось реализовать до 2025 года, но по тем или иным причинам компании, получившие право на строительство электростанций ВИЭ в результате отбора по программе ДПМ ВИЭ, не приступили к работам. На сегодня нет данных о сроках начала работы над этими проектами.

Один из проектов ВИЭ — Могохская ГЭС мощностью 49,8 МВт не будет реализован в связи с тем, что ПАО «Русгидро» отказалось от ее строительства из-за экономической неэффективности проекта. Этот вывод сделан по результатам проведенных изысканий и оценки стоимости строительства ГЭС по отношению к условиям программы [24]. Как видно из табл.3, сроки ввода в строй истекли у 15 объектов ВИЭ общей расчетной мощностью 173,94 МВт.

В других регионах отобраны следующие проекты [17]: в Чеченской Республике один проект СЭС мощностью 25 МВт, два проекта МГЭС мощностью 10 МВт

(Башенная ГЭС) и 23 МВт; в Карачаево-Черкесской Республике три проекта МГЭС мощностью 24,9 МВт (Красногорская МГЭС-1), 23,728 МВт (Нижне-Красногорская МГЭС), 24,9 МВт (Красногорская МГЭС-2); в Кабардино-Балкарской Республике один объект гидрогенерации мощностью 23,2 МВт.

В Ставропольском крае [17] планируется строительство Александровской СЭС (установленной мощностью 15 МВт), СЭС-2022-1 (5,6МВт), Ветропарка-19 (32 МВт), Ветропарка-20 (32 МВт), Ставропольской ВЭС-24 (81,25 МВт), Сенгилеевской МГЭС (10,0 МВт), МГЭС на Просянском сбросе БСК (7,0 МВт), Горько-Балковской МГЭС (9 МВт).

Выводы

В течение ближайших 10 лет в СКФО ситуация с производством и потреблением электроэнергии существенно не изменится. Энергопрофицитный Ставропольский край останется поставщиком электроэнергии в регионы СКФО, энергодефицит в Чеченской, Карачаево-Черкесской, Кабардино-Балкарской Республиках изменится незначительно. В Республике Северная Осетия—Алания и Республике Ингушетия не планируется ввод новых мощностей.

В Республике Дагестан к 2027 году планируется ввести в эксплуатацию 3 объекта ВИЭ общей мощностью 427,5, в том числе одну СЭС и 2 ВЭС. В течение 2027—2031 гг. ожидается строительство и ввод в эксплуатацию 3 солнечных, 1 ветровой и 2 малых гидроэнергетических электростанций общей мощностью 1090 МВт.

Ожидаемая общая мощность вновь построенных объектов ВИЭ к 2032 году составит 1 533,5 МВт — около 83 % к мощности всех существующих ГЭС Дагестана. Реализация программы развития ВИЭ в Республике Дагестан позволит снизить к 2032 году энергодефицит с 30—40 % до нуля, если считать ежегодный рост энергопотребления в республике нулевым. А если исходить из динамики изменения электропотребления с 2000 по 2023 годы, то к 2032 году энергодефицит снизится до 10—20 %. В случае же реализации проектов строительства и ввода в действие объектов ВИЭ, работа над которыми затянулась (см. табл. 3), общая мощность объектов ВИЭ составит 1757,24 МВт — чуть менее 96 % к мощности энергетики Дагестана в 2013 году. В этом случае энергодефицит Республики Дагестан сведется к нулю.

Список использованных источников

1. **Борталевич С.И.** Энергетическая безопасность как фактор социально-экономического развития регионов // Проблемы современной экономики. 2011. № 4. С. 249—252.
2. **Сравнительный** анализ динамики электропотребления в Республике Дагестан и Ставропольском крае в 2000—2022 годах / А.А. Азизов, А.Б. Алибеков, Т.Д. Аликеримова и др. // Региональные проблемы преобразования экономики. 2022. № 10. С. 19—30.
3. **Электробаланс** и потребление электроэнергии по субъектам РФ за 2005—2023 годы // Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Республике Да-

гестан, 19.06 2024 г. [Электронный ресурс] https://05.rosstat.gov.ru/promishproizv (Дата обращения 21.09 2024 г.).

4. **Гоцатлинская** ГЭС. Ассоциация «Гидроэнергетика России». [Электронный ресурс] https://www.hydropower.ru/stations/detail.php?ELEMENT_ID=2028 (Дата обращения 21.09 2024 г.).
5. **Энергетика** Республики Дагестан. Энергосети России. 11.03 2023 г. [Электронный ресурс] https://energoseti.ru/articles/energetika-respubliki-dagestan?ysclid=m1flumuxwc436669394 (Дата обращения 21.09 2024 г.)
6. **Тимур Алиев.** В Дагестане выявили больше всего в СКФО незаконных майнинг-ферм. Российская газета, 05.03 2024 г. [Электронный ресурс] https://rg.ru/2024/03/05/reg-skfo/v-dagestane-vyiavili-bolshe-vsego-v-skfo-nezakonnyh-majning-ferm.html (Дата обращения 22.09 2024 г.)
7. **Татьяна Зыкина.** Силовики нашли в Дагестане подземную майнинг-ферму. РБК.Кавказ, 24.09 2024 г. [Электронный ресурс] https://www.rbc.ru/technology_and_media/24/09/2024/66f1e14c9a79474350fcf127 (Дата обращения 24.09 2024 г.).
8. **Ингушетия** показала экономический потенциал региона в Торгово-промышленной палате России. Республика Ингушетия (официальный сайт). 23.05.2024. [Электронный ресурс] https://ingushetia.ru/news/ingushetiya_pokazala_ekonomicheskiy_potentsial_regiona_v_torgovo_promyshlennoy_palate_rossii/ (Дата обращения 24.09 2024 г.)
9. **Боров А.Х.** Экономика Кабардино-Балкарской Республики в контексте пространственной дифференциации российского общества // Известия Кабардино-Балкарского научного центра РАН. 2023. № 5 (115). С. 95—115.
10. **Схема** и программа перспективного развития электроэнергетики Кабардино-Балкарской Республики на 2021—2025 годы. [Электронный ресурс] https://docs.cntd.ru/document/570910521 (Дата обращения 24.09 2024 г.).
11. **Кравченко П.В., Прыганов С.Г.** Зеленчукская ГЭС-ГАЭС. Опыт строительства и эксплуатации. — Черкесск: ЮРГПУ (НПИ), 2018. 210 с.
12. **Схема** и программа развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской республики на 2020—2024 годы. Министерство промышленности и торговли Карачаево-Черкесской республики. [Электронный ресурс] https://www.minpromtorgkchr.ru/disk/preview/656 (Дата обращения 24.09 2024 г.).
13. **Зарамагская** ГЭС-1 введена в эксплуатацию // Гидротехника. XXI век. 2020. № 1. С. 26—29.
14. **Грозненская** ТЭС. ОДУ Юга. [Электронный ресурс] https://www.so-ups.ru/odu-south/odu-south-zone/objsouth/groznenskaja-tehs/ (Дата обращения 24.09 2024 г.).
15. **Схема** и программа развития электроэнергетики Ставропольского края на 2021—2025 годы. Приказ министерства энергетики, промышленности и связи Ставропольского края № 91/1-о/д от 19.03.2021 г. [Электронный ресурс] https://web.archive.org/web/20210501083112/https://stavminprom.ru/activities/skhema-i-programma-razvitiya-elektroenergetiki-stavropolskogo-kraya-na-2021-2025-gody-/ (Дата обращения 24.09 2024 г.).
16. **Алхасов А.Б., Аликеримова Т.Д., Ниналалов С.А.** Программа договоров предоставления мощности как средство стимулирования и поддержки возобновляемых источников энергии в России // Региональные проблемы преобразования экономики. 2021. № 7. С. 37—45.

17. **Результаты** отбора проектов. [Электронный ресурс] https://www.atsenergo.ru/vie/proresults (Дата обращения 22.09 2024 г.).

18. **Возобновляемая** энергетика в России и мире. Минэнерго РФ, 2022. [Электронный ресурс] https://rosenergo.gov.ru/upload/iblock/e04/3xtm87iv99x76b23c6wjul3as5pzz8zj.pdf (Дата обращения 22.09 2024 г.).

19. **Южно-Сухокумская** СЭС стала первым крупным объектом солнечной генерации в Дагестане. Интернет-портал сообщества ТЭК. — 11.07 2022 г. [Электронный ресурс] https://energyland.info/analitic-show-230775 (Дата обращения 22.09 2024 г.).

20. **Махачкалинская** ВЭС. ЭкоЭнержи. [Электронный ресурс] https://ecoenergy.group/innerpr (Дата обращения 22.09 2024 г.).

21. **Ветроэнергетический** дивизион «Росатома» получил разрешение на строительство Новолакской ВЭС в Республике Дагестан. Росатом. 04.09 2024 г. [Электронный ресурс] https://www.rosatom.ru/journalist/news/vetroenergeticheskiy-divizion-rosatoma-poluchil-razreshenie-na-stroitelstvo-novolakskoy-ves-v-respub/ (Дата обращения 22.09 2024 г.)

22. **В Дагестане** получено разрешение на строительство крупнейшей СЭС в РФ. РБК.Кавказ. 24.09 2024 г. [Электронный ресурс] https://kavkaz.rbc.ru/kavkaz/freenews/66f2e23b9a7947728e39cd19 (Дата обращения 25.09 2024 г.).

23. **Стратегии** развития и перспективы снижения энергодефицита в Республике Дагестан до 2035 года / А.А. Азизов, А.Б. Алибеков, Т.Д. Аликеримова и др. // Современная экономика: проблемы и решения. 2022. № 11. С. 30—44.

24. **Полина Смертина.** «РусГидро» эффективно сливается. «Коммерсантъ» № 74 от 25.04.2024. [Электронный ресурс] https://www.kommersant.ru/doc/6665240 (Дата обращения 25.09 2024 г.).

СИНТЕЗ И ИССЛЕДОВАНИЕ БИОДОБАВОК ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА

Маринец А.Р., студент, marinets_ar@mail.ru,
Еремеева А.М., канд. техн. наук, ассистент кафедры геоэкологии,
eremeeva_am@pers.spmi.ru,
Санкт-Петербургский горный университет
императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург

Ключевые слова: переэтерификация, биодобавки, отработанные масла, дизельное топливо, экологически чистое дизельное топливо.

Перспективным сырьем для получения дизельного топлива с улучшенными экологическими свойствами является биодобавка, содержащая эфиры жирных кислот. Однако продукт, получаемый из растительных масел, обладает большей стоимостью по сравнению с нефтяным топливом. Одно из решений данной проблемы — переход на использование отработанных масел в качестве сырья. Данная работа направлена на проведение синтеза биодобавок к дизельному топливу из рафинированного подсолнечного и отработанного растительного масел, а также на сравнение полученных смесей. Было обнаружено, что в биодобавке, полученной из отработанного масла, содержится на 6,36 % больше эфиров и на 2,08 % меньше кислот, чем в добавке из подсолнечного масла. Вышепредставленные данные свидетельствуют об эффективности использования отработанного сырья.

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (FSRW-2023-0002 Фундаментальные междисциплинарные исследования недр Земли и процессов комплексного освоения георесурсов).

Введение

Мировое потребление энергии постоянно растет в связи с индустриализацией и ростом населения. На сегодняшний день нефтяное топливо является доминирующим, несмотря на ограниченное количество ресурсов традиционных источников энергии, базирующихся на нефти, природном газе и угле. Кроме этого, негативное воздействие на окружающую среду ископаемых топлив проявляется в усилении парникового эффекта. В Парижском климатическом соглашении (2015 год) рассма-

тривается проблема изменения климата, поскольку за последние десятилетия все чаще наблюдаются периоды аномальной засухи и жары. По прогнозам экспертов, глобальная температура повысится на 3—4 °С к 2100 году, что вызовет катастрофическое потепление при условии недостаточности принятых мер. Ограничить глобальный рост температуры можно путем существенного снижения выбросов парниковых газов [1]. Именно поэтому человечество стремится к развитию использования энергии возобновляемых источников, к которым, например, относятся солнце, ветер, вода морей, рек и океанов, биомасса.

Биотопливо не оставляет углеродного следа, поэтому является углеродно-нейтральным. Рынок данного продукта продолжает динамично развиваться во всем мире благодаря политике декарбонизации моторных топлив. Производство биотоплив позволяет стимулировать сельское хозяйство, вследствие чего наращивается экономический и технологический потенциалы страны. Согласно оценке Международного энергетического агентства (МЭА), суммарный объем производства биотоплив во всем мире достиг 160 миллиардов литров, или около 130 миллионов тонн [2]. Объемы рынка уже достаточно внушительны и составляют порядка 6 % от всего мирового потребления автомобильных и авиационных топлив. По прогнозам МЭА, к 2028 году произойдет повышение спроса на биотопливо на 30 % (т.е. на 38 миллиардов тонн), из которых две трети придутся на биоэтанол и возобновляемое дизельное топливо. Аналогичные результаты прогнозирует ОПЕК — рост на 46 миллиардов литров к 2030 году.

Востребованным биотопливом является биодизельное топливо, считающееся важным возобновляемым источником энергии, потенциал которого позволяет удовлетворить спрос на энергию, а также сократить выбросы парниковых газов [3]. Согласно оценкам Международного совета по зерну, мировое производство биодизельного топлива в 2023 году вышло на рекордный уровень — 71,5 миллиона метрических тонн, что на 11 % больше по сравнению с предыдущим годом. В 2024 году мировое производство предположительно достигнет максимума в 76,3 миллиона тонн и, таким образом, превысит объем производства предыдущего года на 7 %. Рост производства обусловлен тем, что биодизельное топливо является негорючим, возобновляемым, нетоксичным и экологически чистым [4, 5]. Кроме этого, имеет почти такие же свойства (цетановое число, вязкость, энергоемкость и фазовые изменения), как дизельное топливо [6, 7]. Еще одним преимуществом является возможность смешения биодизельного топлива с дизельным в любых пропорциях и использования в дизельном двигателе без каких-либо модификаций [7, 8]. Благодаря этому можно применять биодизельное топливо как самостоятельное либо как биодобавку к дизельному топливу. Например, в США смесь дизельного и биотоплива обозначается буквой В, число после которой показывает процентное содержание биодобавки (В5 — смесь, состоящая из 5 % биодобавки и 95 % дизельного топлива).

Биодизельное топливо представляет собой смесь метиловых эфиров жирных кислот, которые могут быть получены путем пиролиза, разбавления, микроэмульсионной обработки и переэтерификации [9—11]. Растительные масла и животные жиры могут служить сырьем для химической реакции переэтерификации, в ходе которой снижается вязкость сырья за счет разрушения триглицеридов.

Несмотря на высокий уровень экологичности, биодизельное топливо обладает более высокой стоимостью по сравнению с нефтяным. Возможным способом решения представленной проблемы служит использование отработанных масел в качестве сырья для производства биотоплива, так как появляется возможность использования более дешевых биомасс. Отработанные масла являются опасным отходом, который представляет угрозу для окружающей среды. Только в Санкт-Петербурге ежегодно на производствах образуется около 20 тысяч тонн отработанных масел, которые практически не перерабатываются. Проведенные ранее исследования свидетельствуют о возможности использования в дизельных двигателях биодизельного топлива из отходов масел [12, 13].

Цель

Основной целью представленной работы является получение биодобавки к дизельному топливу из рафинированного подсолнечного масла и отработанного масла, а также сравнение состава и характеристик полученных продуктов.

Методы исследования

Для получения биодобавок проводили реакцию переэтерификации масел со спиртом, имеющим температуру кипения 78 °С, в присутствии кислотного катализатора [14]. Для осуществления данного процесса была выбрана круглодонная колба, оснащенная обратным водяным холодильником, термометром и верхнеприводной мешалкой (рис. 1). Температура реакции составляла 70—75 °С и поддерживалась с помощью колбонагревателя. В полученной смеси верхний слой являлся искомой смесью со сложными эфирами.



Рис. 1. Лабораторная установка для синтеза биодобавок

Плотность продуктов определяли с помощью пикнометра на 5 мл по ГОСТ 3900—85. Кинематическая вязкость измерялась на вискозиметре ВПЖ-2 по ГОСТ 33—2003. Массовые доли эфиров линоленовой кислоты и других эфиров сложных кислот определялись с помощью газовой хромато-масс-спектрометрии. Коррозию на медной пластинке определяли согласно ГОСТ 32329—2013.

Результаты

Согласно проведенным исследованиям, плотность, кинематическая вязкость и коррозия на медной пластинке полученных биодобавок входят в рамки показателей, нормируемых документом ГОСТ 53605—2009 «Топливо для двигателей внутреннего сгорания. Метиловые эфиры жирных кислот (FAME) для дизельных двигателей».

С помощью газовой хромато-масс-спектрометрии было обнаружено, что содержание эфиров линолевой кислоты выше технических требований в полученных биодобавке (рис. 2). Однако содержание линолевой кислоты в биотопливе, полученном из отработанных масел, более приближено к требуемым нормам. Кроме этого, было установлено, что содержание эфиров в эфирной смеси, полученной из отработанных масел, больше, чем эфиров, полученных из подсолнечного масла на 6,36 %, а содержание кислот меньше на 2,08 %. Также следует отметить, что состав биодобавок, полученных из отработанных масел, в большей степени удовлетворяет техническим требованиям.

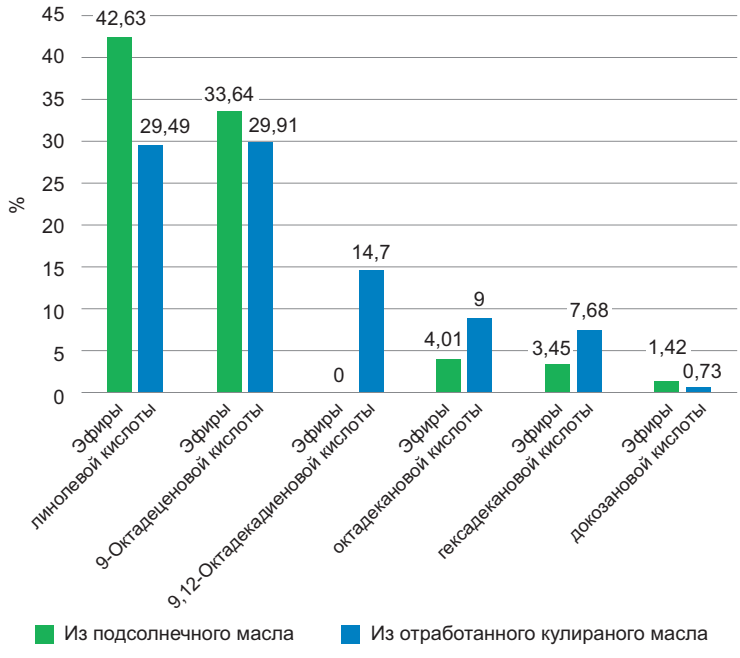


Рис. 2. Сравнение составов эфирных смесей биодобавок

Обсуждение

Схожесть составов синтезированных эфирных смесей свидетельствует о возможности использования отработанных масел в качестве сырья для производства дизельного топлива с улучшенными экологическими свойствами, что согласуется с проведенными ранее исследованиями [15, 16, 17]. Разница в количественном содержании эфиров жирных кислот и кислот позволяет рассматривать отработанные масла как перспективное сырье для устойчивого развития производства биодобавок.

Важно отметить необходимость продолжения работ, направленных на определение характеристик качества полученных биодобавок, а также оптимальных условий проведения реакции переэтерификации для уменьшения содержания кислот и эфиров линолевой кислоты.

Заключение

Отработанные масла являются опасными отходами, которые постоянно производятся в повседневной жизни. Даже бытовые отходы могут быть успешно повторно использованы для производства биодобавки к дизельному топливу с улучшенными экологическими свойствами. Такое топливо позволит заменить дизельное топлива без или с незначительной модификацией двигателя.

Таким образом, отработанные масла могут стать перспективным ресурсом для получения жидкого биотоплива, поскольку обладают меньшей стоимостью и конкурентоспособностью на рынке, а также большим выходом целевого продукта по сравнению с пищевыми маслами.

Список использованных источников

1. **Климатическая** нейтральность к 2050 году // Европейская комиссия. — Люксембург, 2019. 20 с.
2. **Analysis** and forecast to 2028. Renewables 2023 // IEA, 2024. — 143 p.
3. **Ignition** delay, combustion and emission characteristics of diesel engine fueled with biodiesel / M. Shahabuddin, A.M. Liaquat, H.H. Masjuki et al. // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2014. V. 21. P. 623—632. https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.01.019
4. **Atadashi I.M., Aroua M.K., Abdul Aziz A.** High quality biodiesel and its diesel engine application: A review // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2021. V. 14. Is. 7. P. 1999—2008. https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.03.020
5. **Opportunities** and challenges for biodiesel fuel / Lin L., Cunshan Z., Vittayapadung S. et al. // Applied Energy. 2011. V. 88. Is. 4. P. 1020—1031. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.09.029
6. **An experimental** investigation into biodiesel stability by means of oxidation and property determination / M. Shahabuddin, M.A. Kalam, H.H. Masjuki et al. // Energy. 2012. V. 44. Is. 1. P. 616—6222. https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.05.032

7. **Xue J., Grift T.E., Hansen A.C.** Effect of biodiesel on engine performances and emissions. // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2011. V. 15. Is. 2. P. 1098—1116. https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.016
8. **Jain S., Sharma M.P.** Oxidation stability of blends of Jatropha biodiesel with diesel. // Fuel. 2011. V. 90. Is. 10. P. 3014—3020. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2011.05.003
9. **A comprehensive** review on biodiesel as an alternative energy resource and its characteristics / A.E. Atabani, A.S. Silitonga, I.A. Badruddin et al. // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2012. V. 16. Is. 4. P. 2070—2093. https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.01.003
10. **Non-edible** vegetable oils: A critical evaluation of oil extraction, fatty acid compositions, biodiesel production, characteristics, engine performance and emissions production. / A.E. Atabani, A.S. Silitonga, H.C. Ong et al. // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2013. V. 18. P. 211—245. https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.10.013
11. **Singh S.P., Singh D.** Biodiesel production through the use of different sources and characterization of oils and their esters as the substitute of diesel: A review. // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2010. V. 14. Is. 1. P. 200—216. https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.07.017
12. **Lin Y.-C., Hsu K.-H., Chen C.-B.** Experimental investigation of the performance and emissions of a heavy-duty diesel engine fueled with waste cooking oil biodiesel/ultra-low sulfur diesel blends // Energy. 2011. V. 36. Is. 1. P. 241—248. https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.10.045
13. **Hirkude J.B., Padalkar A.S.** Performance and emission analysis of a compression ignition: Engine operated on waste fried oil methyl esters // Applied Energy. 2012. V. 90. Is. 1. P. 68—72. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.11.028
14. **Патент** № 2616297 РФ. Еремеева А.М, Кондрашева Н.К., Олейник И.Л. Способ получения экологически чистого дизельного топлива // Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет». 2017.
15. **Зернина И.А., Вольхин В.В.** О возможности утилизации отработанного растительного масла путем переработки на биодизель // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Химическая технология и биотехнология. 2009. № 10.
16. **Нагорнов С.А., Мещерякова Ю.В., Мещеряков А.Г.** Получение биодизельного топлива из непищевого растительного сырья // Известия вузов. Прикладная химия и биотехнология. 2017. № 7.
17. **Кондрашева Н.К., Еремеева А.М.** Производство биодизельного топлива из растительного сырья // Записки горного института. 2023. № 260. С. 248.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ТЕРРИТОРИИ РАЗМЕЩЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ЭНЕРГОИСТОЧНИКОВ НА ПРИМЕРЕ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Матюшенко А.Д., аспирант, преподаватель,
кафедра аналитической экономики и эконометрики
экономического факультета БГУ, г. Минск

Ключевые слова: энергетика, электростанции, сельскохозяйственные земли, зерновые культуры, экономическая оценка, экологические последствия.

В статье рассчитана экономическая оценка сельскохозяйственных ресурсов при возведении и использовании различных видов установок генерации возобновляемой и невозобновляемой энергии на аграрных территориях Республики Беларусь и прибыль от генерации электроэнергии после выплаты экономического ущерба. При этом были учтены такие показатели, как средняя фиксированная рыночная стоимость зерна, средняя урожайность зерновых культур, площадь для строительства электростанций, годовая выработка электроэнергии, производственная себестоимость электростанции.

Несмотря на потенциальные выгоды с точки зрения устойчивого развития энергетического сектора, одним из основных негативных экологических воздействий на окружающую среду при возведении электростанций является потеря сельскохозяйственных земель, приводящая к ряду неблагоприятных последствий для природы и экосистем [1].

Во-первых, одним из наиболее очевидных последствий является сокращение биологического разнообразия. На сельскохозяйственных землях часто обитает множество видов растений и животных. Их изъятие для строительства разрушает естественную среду обитания, что может привести к сокращению или полному исчезновению местных популяций. Потеря видов, в свою очередь, негативно сказывается на устойчивости экосистем, поскольку снижает их способность к саморегуляции и восстановлению.

Во-вторых, изменение землепользования может привести к деградации почв. Сельскохозяйственные земли, как правило, обрабатываются агрономическим способом, а их перепрофилирование в промышленно развитых районах может нарушить структуру почвы, снизить ее плодородие и привести к эрозии. Кроме того, уплотнение почвы в результате строительства может негативно повлиять на водо-

проницаемость и, следовательно, увеличить поверхностный сток, что может привести к эрозии и загрязнению водоемов.

Третье негативное последствие — воздействие на гидрологические процессы. Строительство электростанций часто связано с изменением ландшафта, что может нарушить естественные водные потоки и привести к изменению местного гидрологического режима и к перераспределению водных ресурсов, что негативно скажется на сельскохозяйственном производстве и водоснабжении соседних районов.

Четвертый аспект — потенциальное загрязнение экосистем. Токсичные вещества, такие как тяжелые металлы и химикаты, могут выбрасываться в атмосферу на всех этапах строительства и эксплуатации электростанций, а также загрязнять воздух, воду и почву. Эти факторы могут оказать долгосрочное негативное воздействие на здоровье экосистем, флоры и фауны.

Наконец, нельзя недооценивать социальные последствия таких решений. Устойчивое развитие сельских районов зависит от сочетания экологических и экономических факторов, и замена сельскохозяйственных земель на промышленные может привести к социальным конфликтам, потере рабочих мест и ухудшению качества жизни местного населения.

Таким образом, изъятие сельскохозяйственных земель для строительства электростанций имеет значительные негативные последствия для природы и экосистемы и требует тщательного рассмотрения и взвешивания при планировании и реализации подобных проектов. В том числе стоит оценивать рациональность и экономическую выгоду при строительстве электростанций, замещая, например, выращивание зерновых культур на сельскохозяйственных землях.

Для экономической оценки ущерба при изъятии сельскохозяйственных земель рассчитаем среднюю стоимость собранного зерна на 1 гектар земли, учитывая фиксированные цены на сельскохозяйственную продукцию и урожайности зерновых культур:

$$P_з = P_{\text{fix}} U, \tag{1}$$

где $P_з$ — стоимость собранного зерна на 1 гектар земли; P_{fix} — средняя фиксированная рыночная стоимость зерна; U — средняя урожайность зерновых культур.

Согласно постановлению Министерства сельского хозяйства и продовольствия Республики Беларусь от 26 марта 2024 г. № 26 «Об установлении фиксированных цен на сельскохозяйственную продукцию (растениеводства) урожая 2024 года, закупаемую для республиканских государственных нужд» была определена стоимость следующих зерновых культур: ячмень используемый для продовольственных целей, пивоваренный ячмень, пшеница, рожь, овес, гречиха, просо (табл. 1) [2].

Урожайность зерновых культур в Республике Беларусь рассматривалась с 2019 по 2024 годы для учета изменчивости и нестабильности сбора урожая при влиянии

Таблица 1. **Фиксированные цены на сельскохозяйственную продукцию (зерновые культуры) урожая 2024 года, закупаемую для республиканских нужд [2]**

Зерновая культура	Стоимость от 26 марта 2024 г. за 1 ц, долл. США	Стоимость от 26 марта 2024 г. за 1 ц, рос. руб. (по курсу на 29.09.2024)
Ячмень для продовольственных целей	9,01	831,62
Пивоваренный ячмень	14,9	1375,64
Пшеница (в зависимости от класса)	13,05—16,3	1205,3—1505,08
Рожь	11,52	1064,16
Овес (в зависимости от класса)	9,06—12,02	837,06—1109,57
Гречиха (в зависимости от класса)	23,28—28,13	2149,66—2597,51
Просо (в зависимости от класса)	8,39—9,16	774,51—845,43
Средняя фиксированная рыночная стоимость зерна	***13,59***	***1254,78***

Таблица 2. **Урожайность зерновых культур с 2019 по 2024 гг. в Республике Беларусь [3]**

Показатель	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Урожайность зерновых культур, 1 ц/га	30,4	35	29,8	34,5	33,2	33
Средняя урожайность зерновых культур за 6 лет, 1 ц/га						***32,65***

различных природно-климатических, экономических и агрономических факторов (табл. 2) [3].

Если исходить из средней фиксированной рыночной стоимости зерна, равной в среднем 13,59 долл. США за 1 центнер или **1254,78 рос. руб**., и средней урожайности по республике **32,65 центнеров на 1 га** (за последние 6 лет), то средняя рыночная стоимость собранного зерна на 1 га, рассчитанная по формуле (1), составит 443,71 долл. США на 1 га или **40 968,57 рос. руб.**

В качестве объекта исследования были рассмотрены различные крупнейшие установки генерации электроэнергии на территории Республики Беларусь:

1) Белорусская атомная электростанция (АЭС) [4];
2) тепловая электростанция Лукомльская ГРЭС на газе и мазуте (ТЭС) [5];
3) ветроэлектростанция вблизи деревни Асмиловичи Мстиславского района Могилевской области (ВЭС) [6];
4) солнечная электростанция в Речицком районе Гомельской области (СЭС) [7];
5) Витебская гидроэлектростанция (ГЭС) [5];
6) Белорусская ГРЭС на местных видах топлива (древесное и торфяное) (Биомасса) [5];
7) биогазовая установка на полигоне ТКО «Тростенец» (Биогаз) [8].

Рассчитаем экономическую оценку ущерба при изъятии сельскохозяйственных земель по формуле

$$R = SP_з, \tag{2}$$

где R — экономическая оценка ущерба при изъятии сельскохозяйственных земель; S — площадь электростанции; $P_з$ — стоимость собранного зерна на 1 гектар земли.

Для подсчета прибыли, получаемой при генерации электроэнергии, воспользуемся формулой

$$Pr = W_э k - W_э C, \tag{3}$$

где Pr — получаемая прибыль при генерации электроэнергии; k — усредненный (средневзвешенный) тариф на электроэнергию; C — производственная себестоимость электростанции.

Технико-экономические показатели различных типов электростанций в Республике Беларусь представлены в табл. 3 [4—9].

Показатель усредненного (средневзвешенного) тарифа на электроэнергию будет равен 9,58 цент США/кВт · ч [10].

Таким образом, вычислим прибыль, оставшуюся после выплаты экономического ущерба, и проранжируем электростанции по этому показателю по убыванию (табл. 4 и 5):

$$E = Pr - R, \tag{4}$$

где E — экономическая прибыль, оставшаяся после выплаты экономического ущерба; Pr — получаемая прибыль при генерации электроэнергии; R — экономическая оценка ущерба при изъятии сельскохозяйственных земель.

Таблица 3. **Технико-экономические показатели различных типов электростанций в Республике Беларусь [4—9]**

Тип электростанции	Площадь электростанции, га	Годовая выработка электроэнергии, млн кВт · ч	Производственная себестоимость, цент США/кВт · ч
АЭС	450	34 962,64	0,77
ТЭС	230	8750	1,33
ВЭС	1,93	10,61	0,3
СЭС	115	79,09	0,36
ГЭС	822	138	0,34
Биомасса	50	11,88	1,92
Биогаз	0,27	28,53	0,86

Таблица 4. **Расчет экономической оценки ущерба при изъятии сельскохозяйственных земель и прибыли от генерации электроэнергии на различных типах установок**

Тип электро-станции	Экономическая оценка ущерба при изъятии сельскохозяйственных земель, долл. США	Экономическая оценка ущерба при изъятии сельско-хозяйственных земель, рос. руб.	Прибыль от генерации электроэнергии, долл. США	Прибыль от генерации электроэнергии, рос. руб.
АЭС	199 669,5	18 435 868,3	3 080 208 584	284 991 509 945,32
ТЭС	102 053,3	9 422 777,15	721 875 000	66 790 361 961,34
ВЭС	856,36	79 069,39	984 608	91 099 324,27
СЭС	51 026,65	4 711 388,57	7 292 098	674 690 029,27
ГЭС	364 729,62	33 676 186,2	12 751 200	1 179 784 953,69
Биомасса	22 185,5	2 048 429,82	910 008	84 197 075,27
Биогаз	119,81	11 061,521	2 487 816	230 181 307,2

Таблица 5. **Прямое ранжирование электрических установок по прибыли после выплаты экономического ущерба**

Тип электро-станции	Прибыль от генерации электроэнергии после выплаты экономического ущерба, долл. США	Прибыль от генерации электроэнергии после выплаты экономического ущерба, рос. руб.	Прямое ранжирование электростанций
АЭС	3 080 008 914,5	284 973 074 077,02	1
ТЭС	721 772 946,7	66 780 939 184,19	2
ВЭС	983 751,64	91 020 254,88	6
СЭС	7 241 071,35	669 978 640,70	4
ГЭС	12 386 470,38	1 146 108 767,49	3
Биомасса	887 822,5	82 148 645,45	7
Биогаз	2 487 696,19	230 170 245,68	5

Исходя из проведенного анализа видно, что электростанции на невозобновляемых источниках энергии, такие как АЭС и ТЭС, при ранжировании имеют более высокие показатели, т.е. при значительном ущербе в процессе изъятия сельскохозяйственных земель, прибыль от генерации электроэнергии существенно больше, и фактическая прибыль после выплаты экономического ущерба сохраняет высокие значения.

Хотя экспроприация сельскохозяйственных земель для строительства ГЭС, как ожидается, приведет к самому высокому расчетному экономическому ущербу, годовая прибыль от производства электроэнергии полностью покрывает эти затраты.

Прибыль от возобновляемого производства электроэнергии в случае отчуждения земель имеет более низкие экономические издержки, поскольку площадь, занимаемая электростанциями, зачастую меньше, однако и годовая выработка производства электроэнергии также ниже.

Список использованных источников

1. **Матюшенко А.Д., Зорина Т.Г.** Сравнительная характеристика традиционных и возобновляемых источников энергии с точки зрения экономической эффективности и вызываемого ими экологического ущерба // Журнал Белорусского государственного университета. Экономика. 2023. № 2. С. 92—99.
2. **Постановление** Министерства сельского хозяйства и продовольствия Республики Беларусь от 26 марта 2024 г. № 26 «Об установлении фиксированных цен на сельскохозяйственную продукцию (растениеводства) урожая 2024 года, закупаемую для республиканских государственных нужд».
3. **Сельское** хозяйство Республики Беларусь: стат. буклет / Национальный статистический комитет Республики Беларусь; под ред. И.В. Медведевой. — Минск, 2024. — 36 с.
4. **РУП** «Белорусская атомная электростанция». [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.belaes.by/ru/. Дата доступа: 29.09.2024.
5. **РУП** «Витебскэнерго». [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.vitebsk.energo.by. Дата доступа: 29.09.2024.
6. **Мстиславский** районный исполнительный комитет. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://mstislavl.gov.by/ru. Дата доступа: 29.09.2024.
7. **Гомельский** городской исполнительный комитет. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://gomel.gov.by/ru/. Дата доступа: 29.09.2024.
8. **Администрация** Заводского района города Минска. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://zav.minsk.gov.by/. Дата доступа: 29.09.2024.
9. **Зорина Т.Г., Матюшенко А.Д.** Экономическая эффективность традиционных и возобновляемых источников энергии в контексте устойчивого развития: сравнительный анализ // Вестник БГЭУ. 2023. № 5. С. 5—14.
10. **Оценка** уровня затрат на реализацию мероприятий по увеличению электропотребления в различных отраслях экономики Республики Беларусь (транспорт, промышленность, жилищный сектор, сфера услуг и др.): Отчет о НИР (промежуточ.)/Институт энергетики НАН Беларуси; Руководитель А.А. Михалевич. — Минкск, 2024. 45 с. № ГР 20231119.

РАЗРАБОТКА СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В УСЛОВИЯХ СЕВЕРА

Местников Н.П., кандидат технических наук, доцент, sakhacase@bk.ru,
ФТИ СВФУ, г. Якутск

Ключевые слова: энергоэффективность, солнечная электростанция, автономная энергосистема, топливо, Север.

Статья посвящена исследованию вопросов изучения и применения способов повышения энергоэффективности солнечных электростанций, эксплуатирующихся в составе автономных энергетических систем на территории Севера. Проведены натурные исследования по идентификации эффекта применения предложенных способов повышения энергоэффективности. Сформированы практические рекомендации по эксплуатации солнечных электростанций на территории Севера.

Электроснабжение потребителей в изолированных энергосистемах Северо-Востока России осуществляется посредством эксплуатации дизель-генераторных, газопоршневых и газотурбинных установок и мини-ТЭЦ, что требует наличия бесперебойного топливоснабжения. Доля электроснабжения традиционных источников энергии на территории Северо-Востока России составляет до 98 % от суммарной выработки электроэнергии, где стоимость горюче-смазочных материалов повышается до 250 % со сроком доставки до 2,5 лет в условиях короткого периода речной навигации в устьях рек Лена, Оленек, Яна, Индигирка и Колыма, который составляет не более двух месяцев в год. На фоне высокой стоимости горюче-смазочных материалов удельная стоимость выработки электроэнергии составляет от 40 рублей и более за 1 кВт · ч. Из-за высокой степени изношенности основного фонда генерирующих и сетевых элементов, функционирующих на указанных территориях, автономных энергосистем возникает большое количество отказов отдельных элементов системы, по причине которого возрастает время ремонтно-восстановительных и профилактических работ [1].

Внедрение солнечных электростанций (далее — солнечные ЭС) в автономные энергосистемы Севера позволит увеличить надежность объектов генерации, уменьшить потребление горюче-смазочных материалов и объемы выбросов вредных веществ в окружающую среду.

Эксплуатация солнечных ЭС имеет некоторую сложность по причине негативного влияния внешней среды Севера на их рабочие характеристики и режимы

работы. Под внешней средой подразумеваются следующие факторы: ограниченная продолжительность солнечного сияния в осенне-зимний период; поверхностное загрязнение, вызванное образованием слоя мелкодисперсных фракций пыли или снегового покрова с образованием наледи на поверхности фотоэлектрических панелей при больших суточных разницах температуры воздуха; облачность; задымление среды, вызванное сезонными лесными пожарами [2].

В связи с этим задачи по проведению исследований и идентификации режимов работы солнечных ЭС в климатических условиях Севера, разработка на их основе новых способов защиты фотоэлектрических панелей (далее — ФЭП), направленных на уменьшение негативного влияния вышеуказанных факторов, а также разработка методики расчета рабочих параметров, учитывающей внешние факторы и климат северных территорий как дополнение к существующим методикам имеют высокую актуальность и востребованность.

Проблема снижения энергоэффективности солнечных электростанций создает значительные сложности в развитии автономных энергосистем Севера. Анализ научных исследований отечественных и зарубежных ученых в области гелиоэнергетики Ж.И. Алферова, Б.В. Лукутина, В.З. Манусова, С.В. Митрофанова, А.В. Винникова, О.А. Суржикова, Е.Б. Шандарова, О.С. Попеля, Г.Г. Райкунова, В.В. Мельникова, Г.П. Охоткина, Д.С. Стребкова, С.К. Позняка, М.Ж. Сулейманова, Ю.Г. Коломиец, Р.Ж. Ерсайн (Казахстан), Р. Махалакшми (Индия), С. Семе (Словения), М. Вахид (Малайзия), С. Хоссейни (США), Ш. Аднан (Пакистан), Ш. Хайдер (Пакистан) и др. определил, что увеличение энергоэффективности солнечных электростанций имеет значительную роль в развитии комбинированных систем электроснабжения. Рассматриваемая проблема достаточно многогранна, и задачи повышения энергоэффективности солнечных электростанций в условиях Севера являются в настоящее время актуальными, но в достаточной степени нерешенными. Существующие способы повышения энергоэффективности объектов солнечной энергетики имеют высокую стоимость и сложные технологические циклы функционирования.

Таким образом, изучение особенностей функционирования солнечных электростанций на территории Севера с учетом разработки новых способов повышения их энергоэффективности и надежности автономной энергосистемы имеет высокую актуальность для выполнения фундаментальных и прикладных исследований.

Реализация результатов исследований определены следующими показателями.

1. Разработаны способы повышения энергоэффективности, методика расчета рабочих параметров и математическая модель оценки энергетического потенциала и технико-экономических показателей функционирования солнечных электростанций, учитывающих внешние факторы Севера.

2. Результаты научных исследований автора отражены в отчете НИР в рамках выполнения государственного задания по проекту FWRS-2021-0013 «Иссле-

дования путей повышения эксплуатационной надежности и эффективности интеллектуальных электроэнергетических систем в условиях Севера и Арктики» № 121032200059-7 по приоритетному направлению ПФНИ в РФ 2.5.1 Энергетика и рациональное природопользование.

3. Результаты научных исследований автора применены в учебной дисциплине «Общая энергетика» СВФУ и выполнении хоздоговорной работы по разработке технико-экономического обоснования строительства солнечной ЭС в Нерюнгринском ГОК и стратегии развития ООО «ЯкутскЭкоСети» с видением до 2032 г.

В автономных энергосистемах Северо-Востока России совершенствуется применение солнечных электростанций. Бесперебойное функционирование и стабильность режимов работы солнечных электростанций зависят от характера влияния внешних факторов, таких как солнечная инсоляция; облачность; задымление окружающей среды, вызванное лесными пожарами; температура окружающей среды; поверхностное загрязнение фотоэлектрических панелей (пыль, снег). Влияние данных факторов имеет сезонный характер. Отсутствие учета внешних факторов приводит к отклонениям расчетных и фактических показателей функционирования солнечной электростанции на 10—22 % [3, 4].

Проведенные натурные исследования по идентификации характера и показателей влияния внешних факторов Севера на режим работы солнечных электростанций, функционирующих в составе автономных энергосистем, установили следующее: поверхностное загрязнение фотоэлектрических панелей, вызванное мелкодисперсными фракциями пыли, уменьшает выработку электроэнергии на 44—46 %; поверхностное загрязнение фотоэлектрических панелей, вызванное снеговым покровом, уменьшает выработку электроэнергии на 12,4—79 %; задымление окружающей среды, вызванное сезонными лесными пожарами, уменьшает выработку электроэнергии на 33,88—74,42 %; наличие облачности уменьшает выработку электроэнергии на 8,03—95,18 %; при температуре окружающей среды в диапазоне –60÷+20 °С показатели выработки электроэнергии (–3,28÷–0,16 %); температура окружающей среды в диапазоне +30÷+40 °С уменьшает выработку электроэнергии на 16,81 % [3, 4].

Разработан способ дугообразного размещения фотоэлектрических панелей электростанций, учитывающий траекторию движения Солнца, и позволяющий увеличить выработку электроэнергии на 33,25 %. Внешний вид схемы данного способа представлен на рис. 1. Сущность данного способа заключается в размещении двухсторонних фотоэлектрических панелей по дугообразной форме на специальном светоотражающем покрытии. Данный способ позволяет увеличить объем экономии топлива на 34 %, уменьшить объемы выбросов CO_2 на 33,8 % в течение летнего периода. При этом размер площади размещения панелей увеличивается в сравнении с линейным способом размещения [3, 4].

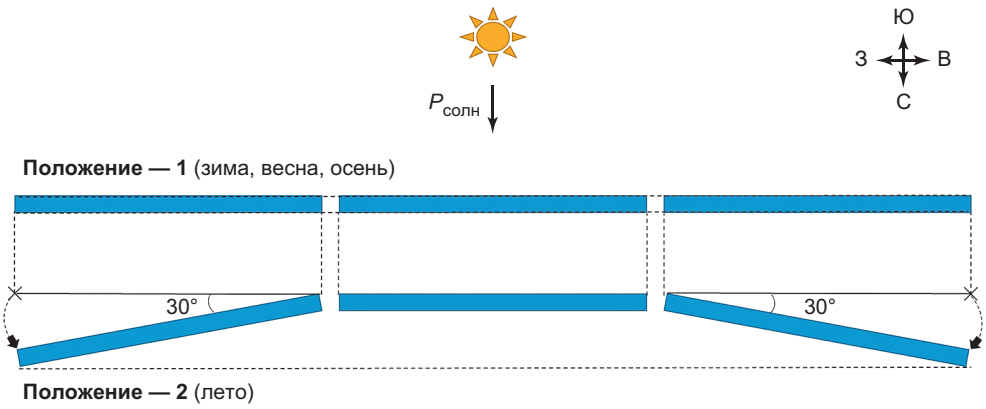


Рис. 1. Дугообразное размещение фотоэлектрических панелей электростанций

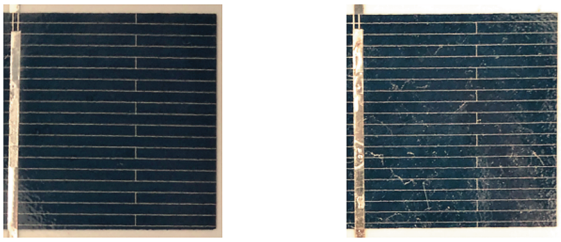


Рис. 2. Поверхность панели в случае применения покрытия на основе силикона

Разработанный способ защиты фотоэлектрических панелей солнечных электростанций от негативного влияния поверхностного загрязнения, вызванного мелкодисперсными фракциями пыли в летне-осенний и снеговым покровом в зимне-весенний периоды, предохраняет от образования загрязнения на поверхности панелей в течение 14 суток вследствие чего уменьшается периодичность их очистки. Сущность данного способа заключается в нанесении жидкого воскового покрытия на поверхность панели. Исследования показали, что применение разработанного способа снижает интенсивность загрязнения панелей. При отсутствии применения данного способа защиты выработка электрической энергии снижается на 46 %, а при применении — на 9,90 %, т.е. (рис. 2) применение данного способа уменьшает уровень снижения выработки электроэнергии по причине негативного влияния поверхностного загрязнения в среднем на 37 % [3—4].

Комплексное применение данных способов позволяет увеличить выработку электроэнергии от солнечной электростанции в течение весеннего, летнего и осеннего периодов. Годовой график выработки электростанции от солнечной электростанции до и после комплексного применения данных способов представлен на рис. 3.

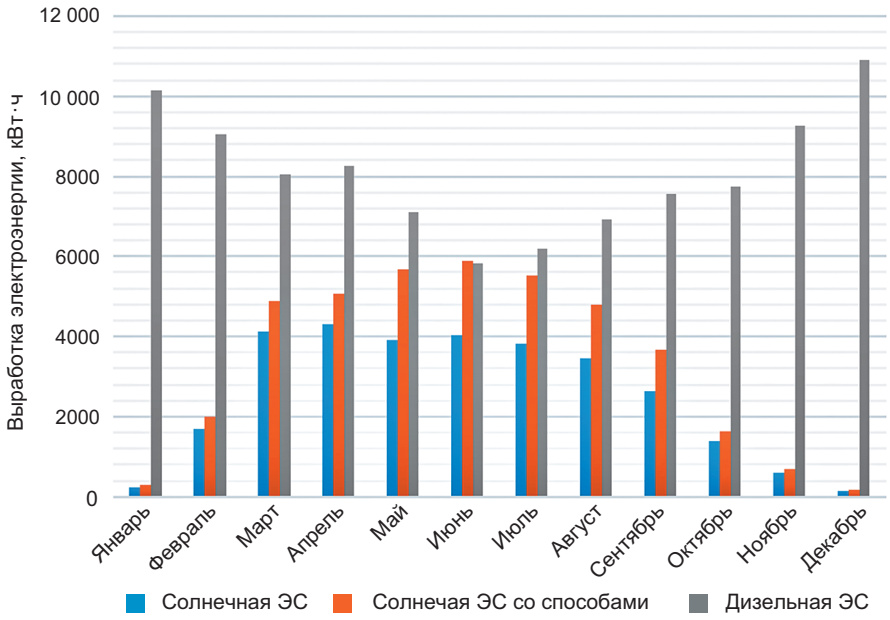


Рис. 3. Годовой график выработки электроэнергии от солнечной электростанции

Таким образом, автором работы разработаны способы повышения энергоэффективности для солнечных электростанций, сущность которых направлена на увеличение выработки электроэнергии и уменьшение негативного влияния внешних факторов, таких как поверхностное загрязнение (пыль и снег), полярные ночи, облачность и др.

Список использованных источников

1. **Местников Н.П.** Разработка и исследование способов повышения электроэнергетической эффективности солнечных электростанций в условиях Севера // Вести высших учебных заведений Черноземья. 2023. Т. 19. № 1 (71). С. 70—83. DOI 10.53015/18159958_2023_19_1_70.
2. **Местников Н.П., Хайбуллина А.И., Альзаккар А.М.-Н.** Прикладные способы усовершенствования солнечных электростанций в условиях Севера. — Якутск: Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, 2023. 139 с.
3. **Местников Н.П.** Особенности эксплуатации солнечных электростанций микромощности в условиях Севера: Монография. Часть 1. Якутск: ООО РИЦ «Офсет». Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова. 2021. 113 с.
4. **Местников Н.П.** Особенности эксплуатации солнечных электростанций микромощности в условиях Севера. — Якутск: Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, 2022. 155 с.

НЕОБХОДИМОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ГОСУДАРСТВЕННЫХ МЕР ПОДДЕРЖКИ ВИЭ В РОССИИ С УЧЕТОМ ОПЫТА ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН

Минасов А.Г., магистрант, artem.minasov@mail.ru,
МИЭП МГИМО МИД России, Москва

Ключевые слова: ВИЭ, регулирование, государственные меры поддержки, стимулирование, «зеленые» тарифы, налоговые льготы.

В статье рассматриваются различные зарубежные государственные механизмы поддержки развития ВИЭ в странах-лидерах по объему выработки электроэнергии из альтернативных источников энергии, таких как КНР и США, а также Европейском союзе. С учетом зарубежного опыта в России представляется возможной имплементация подобных стимулирующих мер наряду с действующими для осуществления ускоренного перехода к экологически чистой генерации электрической энергии.

«Зеленая» энергетика обладает рядом преимуществ перед традиционной электроэнергетикой, среди которых экологичность и неисчерпаемость. Во многих странах на разных уровнях введены стимулы по развитию научно-технической базы, технологий, оборудования и непосредственному созданию объектов ВИЭ ввиду того, что на сегодняшний день выработка электростанций, использующих альтернативные источники энергии, уступает по производительности электростанциям, использующим ТЭР в качестве энергоресурсов, а также ввиду того, что строительство объектов «зеленой» генерации требует высоких капитальных затрат. Стимулирование ВИЭ в ряде государств оформлено на законодательном уровне в виде нормативно-правовых документов и программ развития. Кроме того, некоторые страны объединяют усилия по поддержке развития ВИЭ, внедряя не только национальные, но и коллективные программы.

В последние годы в развитии альтернативной энергетики, а именно расширении научно-исследовательской деятельности и создании генерирующих объектов, также принимают активное участие международные организации, ТНК, ведущие финансовые институты и инвестиционные фонды.

Согласно данным, опубликованным в отчете Международного энергетического агентства и отраженным в табл. 1, объем инвестиций в проведение НИОКР, развитие технологий и реализацию инициатив в области ВИЭ за рассматриваемый

Таблица 1. **Объем инвестиций в «зеленую» энергетику 2015—2023 гг., млрд долл. США**

Показатель	Год								
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Всего	2392	2237	2243	2245	2291	2098	2322	2619	2791
НИОКР, развитие технологий, реализация инициатив	1074	1132	1129	1137	1225	1259	1408	1617	1740
Создание объектов ВИЭ	337	346	357	383	458	500	525	608	672
Доля инвестиций в ВИЭ, %	14,1	15,5	15,9	17,1	20,0	23,8	22,6	23,2	24,1

временной интервал динамично растет, и в 2023 г. он составил 1740 млрд долл. США, что на 666 млрд долл. США больше, чем в 2015 г. и на 123 млрд долл. США превосходит значение за предшествующий год [1]. Объем инвестиций в создание объектов ВИЭ также демонстрирует положительную динамику — 672 млрд долл. США в 2023 г. (24,1 % от суммарного объема инвестиций в мировой энергетический сектор). При этом в 2015 г. данный показатель был равен 337 млрд долл. США или 14,1 % от общего объема инвестиций в мировую энергетику.

Согласно отчету REN21 в 2014 г. в мире насчитывалось 138 стран, проводящих политику стимулирования ВИЭ и/или устанавливающих целевые показатели развития альтернативной энергетики в среднесрочной и долгосрочной перспективах [2]. По прошествии 10 лет, в 2023 г., количество стран увеличилось до 170, при этом в 151 стране на государственном уровне поставлены цели достижения нулевых выбросов парниковых газов в атмосферу, в том числе путем развития ВИЭ [3].

Формы стимулирования и поддержки развития «зеленой» энергетики на государственном уровне в общем виде могут быть обозначены следующим образом:

– установление целевых показателей доли ВИЭ (различных видов ВИЭ) в энергобалансе страны/блока стран;

– предоставление льгот (налоговых, инвестиционных, кредитных, сбытовых и т.д.).

Регулирование и меры поддержки ВИЭ в Китайской Народной Республике

Ускоренное развитие ВИЭ в КНР началось в 2006 г. с принятия закона «Renewable Energy Law of the People's Republic of China» [4], обусловленного тем, что за период предыдущего пятилетнего периода (10-го пятилетнего плана) острой проблемой социально-экономического развития страны стало загрязнение атмосферного воздуха [5]. В соответствии с указанным нормативно-правовым актом были представлены среднесрочный и долгосрочный планы по развитию «зеленой» энергетики, учрежден Национальный фонд развития ВИЭ, а также установлена

первая форма поддержки развития возобновляемых источников энергии — система «зеленых» тарифов.

Первый среднесрочный план по развитию ВИЭ был утвержден после принятия вышеупомянутого закона и был рассчитан на 5 лет. За счет развития альтернативной энергетики предполагалось снижение выбросов парниковых газов на 10 % [6].

Учреждение фонда было обусловлено необходимостью финансирования научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, связанных с технологиями ВИЭ, исследования потенциала регионов для создания электростанций, а также производства отечественного оборудования для генерирующих объектов.

Система льготных «зеленых» тарифов была введена в Китае в 2009 г. [7]. «Зеленые» тарифы, также называемые вводными тарифами, являются фиксированными и применяются исключительно по отношению к малым и средним генерирующим объектам. Сущность данного механизма заключается в обязательном подключении энергогенерирующего объекта к сети, а также заключении долгосрочных контрактов на приобретение всей выработанной «зеленой» электроэнергии по рыночной цене с наложением надбавки. Действие системы «зеленых» тарифов распространялось исключительно на ветряные электростанции, однако через 2 года (в 2011 г.) было расширено и на солнечные электростанции. Главное преимущество вводных тарифов — гибкость, позволяющая компаниям, вырабатывающим электроэнергию из ВИЭ, снизить затраты на генерацию. Еще одним преимуществом «зеленых» тарифов является простота их применения по сравнению с другими механизмами поддержки. В связи с этим он наиболее часто используется на электроэнергетических рынках стран с большим количеством участников, часть из которых является НКО, например местными общинами или домохозяйствами. Удобство применения вводных тарифов обеспечивается заблаговременным оповещением участников рынка о планируемых изменениях ставок в целях предоставления им возможности осуществить необходимую подготовку под новые требования.

Власти Китая имплементировали уникальную программу, которая предоставляла компаниям возможность получить полную компенсацию затрат на проведение НИОКР, связанных с ВИЭ, а также стимулирующую выплату в размере 50 % от стоимости понесенных расходов сверх суммы указанной компенсации.

Помимо обозначенных выше мер поддержки возобновляемой энергетики в Китае с 2013 по 2015 гг. и с 2016 по 2018 гг. также на компании-производители распространялись льготы, представляющие собой компенсацию в размере 50 % НДС от реализации солнечных панелей [8].

Власти Китая также предоставляли налоговую льготу на корпоративный подоходный налог в размере 15 % для компаний, генерирующих «зеленую» энергию. Компании, занимающиеся развитием ВИЭ, но не производящие электроэнергию, освобождались от подоходного налога на 3-летний срок, а последующие 3 года ставка составляла 50 %.

Китайские компании в качестве меры поддержки развития «зеленой» энергетики были вправе получить инвестиционный кредит по ставке 10 % на покупку генерирующего экологически чистую электроэнергию оборудования.

Все заявки, связанные с предоставлением различных льготных механизмов, должны быть поданы в территориальные государственные финансовые учреждения, курирующие развитие альтернативной энергетики.

В период с 2015 по 2018 гг. правительство Китая приступило к планомерному сворачиванию льготных программ развития ВИЭ и сокращению субсидирования рассматриваемой области энергетики, поскольку были достигнуты значительные успехи, о чем свидетельствуют показатели динамики развития ВИЭ в КНР. Начиная с 2016 г. для получения льгот при создании СЭС, а с 2018 г. и ВЭС, компаниям-подрядчикам необходимо принимать участие в тендерах, по итогам которых отбираются наиболее экономически эффективные проекты.

Абрамова А.Ю. в статье «Государственные меры поддержки возобновляемой энергетики в Китае» утверждает, что «к 2021 г. Китаю удалось практически с нуля создать абсолютно новый рынок возобновляемой энергии и занять лидирующую позицию в данной отрасли альтернативной энергетики» [7]. С 2018 г. Правительство КНР начало активно внедрять инструменты, способствующие достижению страной целей углеродной нейтральности [9].

Согласно 14-му пятилетнему плану социально-экономического развития Китая (2021—2025 гг.), в котором переход к политике нулевых выбросов парниковых газов, в том числе при генерации э/э, является одним из приоритетов, целевой показатель доли ВИЭ в потреблении электроэнергии установлен на уровне 20 % в 2025 г. [10].

В соответствии с рабочим руководством по достижению пикового уровня выбросов углекислого газа и углеродной нейтральности, принятым Центральным комитетом Коммунистической партии Китая в 2021 г., страна планирует к 2060 г. нарастить потребление неископаемой энергии до 80 %, а также осуществить полный переход к углеродной нейтральности [11].

Регулирование и меры поддержки ВИЭ в Соединенных Штатах Америки

Первые меры поддержки развития ВИЭ в США были введены в 1992 г. и заключались в предоставлении генерирующим экологически чистую энергию компаниям возможности уплачивать корпоративный налог на прибыль по пониженной ставке [12].

При Министерстве энергетики США созданы Агентство ARPA-E (Advanced Research Projects Agency-Energy) [13], а также Управление EERE (Office of Energy Efficiency and Renewable Energy) [14]. Деятельность данных подразделений направлена на финансирование разработок в области ВИЭ, а также осуществление НИОКР

в данной сфере. Работа ARPA-E преимущественно направлена на поддержку высокорисковых инновационных проектов, кардинально меняющих энергетический сектор США, в то время как работа EERE — на развитие технологий по повышению энергоэффективности и снижения выбросов углекислого газа.

Одно из направлений деятельности Офиса программ кредитования (Loan Programs Office, LPO) [15] при Министерстве энергетики США также направлено на развитие ВИЭ. Функция LPO заключается в предоставлении гарантийного обеспечения кредитов, выдаваемых финансирующими организациями компаниям-инициаторам проектов ВИЭ, тем самым снижая риски для банков и частных инвесторов. При этом гарантии Офис выдает исключительно на реализацию объектов, в которых используются передовые, еще не использующиеся массово технологии.

В США также имплементирована программа под названием GPP (Green Power Partnership) Агентства по охране окружающей среды США, которая призвана оказывать поддержку местным органам власти и частным компаниям, а именно консультировать и предоставлять рекомендации по приобретению энергии из ВИЭ в целях осуществления энергоперехода к экологически чистой энергетике [16].

Федеральная комиссия по регулированию энергетики (Federal Energy Regulatory Commission, FERC) содействует развитию ВИЭ путем оказания поддержки генерирующим компаниям по подключению их объектов на базе ВИЭ к энергетической системе страны [17].

Альянс за чистую энергию штатов (CESA), в свою очередь, представляет собой коалицию штатов и региональных агентств/управлений, деятельность которой нацелена на разработку эффективных программ поддержки ВИЭ на уровне штатов, организацию соответствующих исследовательских и образовательных мероприятий, а также содействие в формировании политики и нормативов [18].

В США на федеральном уровне отсутствует закон, согласно которому устанавливались бы целевые показатели ВИЭ в энергобалансе страны. Однако в 2021 г. президент США Джо Байден объявил национальной целью широкое внедрение ВИЭ для достижения снижения выбросов парниковых газов на 50—52 % от уровня 2005 г. [19]. Администрация Президента США в 2023 г. озвучила следующие целевые показатели — 80 % генерации электроэнергии в США должно производиться за счет ВИЭ к 2035 г.[20]. К 2050 г., в свою очередь, должен быть осуществлен полный отказ от традиционных источников энергии в пользу «зеленой» энергетики [21].

На уровне отдельных штатов установлены нормативные требования и стандарты, в которых указаны как обязательные минимальные значения процента электроэнергии, производимой из ВИЭ, так и ее доля, которую организациям следует закупать в обязательном порядке [22]. Так, например, в штате Нью-Йорк требование следующее — 70 % выработки э/э в 2030 г. должно приходиться на «зеленую» энергетику [23], а в штате Массачусетс данный показатель должен составить 35 % в 2030 г. [24].

Согласно отчету Solar Futures Study, опубликованному в 2021 г. Министерством энергетики США, 40 % от общего объема произведенной электроэнергии должны быть выработаны при помощи солнечных электростанций [25]. Аналогичный отчет по ветряной энергетике был подготовлен в 2023 г. Так, например, к 2030 г. в США планируется достичь 30 ГВт установленной мощности прибрежных ВЭУ и 110 ГВт к 2050 г. [26].

В соответствии с Inflation Reduction Act от 2022 г. компании-подрядчики по созданию СЭС и ВЭС могут получить налоговый вычет двух видов в случае, если процесс создания объектов генерации начинается до 1 января 2025 г. [27]. Срок действия данной программы рассчитан на 10 лет (до 2032 г.) либо предполагается ее сворачивание при сокращении выбросов углекислого газа энергетическим сектором Соединенных Штатов Америки на 75 % от показателя эмиссии в 2022 г. Согласно закону, предлагаемые льготы по истечению периода или достижении обозначенного результата будут замещены другими льготами на выработку экологически чистой электроэнергии.

Рассматриваемый нормативно-правовой акт предусматривает две формы налоговой льготы — производственная и инвестиционная [28]. При этом важно отметить, что первое упоминание и механизм применения данных льгот описан в законе об энергетической политике от 2005 г. [29]. Производственная налоговая льгота позволяет компаниям, владеющим электростанциями, получить налоговый вычет из федерального подоходного налога за единицу произведенной из возобновляемых источников электроэнергии, реализуемой потребителям на протяжении 10 лет с начала функционирования генерирующего объекта. Сущность инвестиционной налоговой льготы заключается в получении налогового вычета из федерального подоходного налога организациями, осуществляющими строительство электростанций. Накопленная за период сооружения сумма вычета выплачивается государством одним платежом после ввода объекта в эксплуатацию. Размер инвестиционной налоговой льготы может достигать 30 %. Кроме того, представляется возможным получение накопительных процентов по указанным налоговым льготам при соответствии проектов ВИЭ целям и требованиям конкретного штата и/или размещении генерирующих объектов в «энергохабах», отведенных под конкретные виды ВИЭ. Компании, строящие энергогенерирующие объекты с УМ, не превышающей 5 МВт, вправе получить увеличенную инвестиционную налоговую льготу — на 10 % при сооружении объекта в районах проживания коренных народов США либо районах с низкими доходами населения, на 20 % — при создании электростанций в рамках проекта по социально-экономической поддержке малоимущих слоев населения. Данные льготы могут увеличить производственную и инвестиционную налоговые льготы, однако не суммируются между собой.

Организации, проводящие НИОКР в области ВИЭ, а именно осуществляющие проектирование и изготовление оборудования для солнечных и ветряных электро-

станций, вправе получить государственные стимулирующие выплаты до 2032 г. включительно. Расчет размера выплат осуществляется по каждому узлу и агрегату электростанций отдельно. Для получения фактического значения итоговой выплаты в пользу определенной компании необходимо умножение соответствующей ставки на УМ электростанции и затем суммирование полученных значений. Объем средств, выплачиваемый в рамках данной инициативы, будет сокращаться с 2030 по 2032 гг., впоследствии ее действие будет прекращено.

Такой действующий в США механизм поддержки ВИЭ, как реализация «зеленых» сертификатов, представляет собой продажу документов в электронном или бумажном виде, служащих подтверждением объема генерации электрической энергии, выработанной на станциях, использующих возобновляемые источники энергии [30]. Участники рынка принимают на себя обязательства по производству, передаче или потреблению «зеленой» энергии в целях достижения заранее установленных целевых показателей. Так, приобретенные «зеленые» сертификаты являются для генерирующих компаний подтверждением выполнения указанных обязательств. Продажа данных сертификатов приносит прибыль операторам электростанций на базе ВИЭ (иными словами, регуляторам электроэнергетического рынка), которые впоследствии могут направлять вырученные средства на дальнейшее развитие ВИЭ-генерации. Компании, приобретающие «зеленые» сертификаты таким образом компенсируют углеродный след за предотвращение выбросов углекислого газа и наряду с этим получают возможность отражения информации об этом в ESG-отчетах и других нефинансовых отчетных документах, рекламных кампаниях и маркировке.

Регулирование и меры поддержки ВИЭ в Европейском Союзе

Отправной точкой развития ВИЭ в Европейском Союзе считается 1993 г., когда была принята Программа ALTENER I, действующая до 1997 г. [31]. Данная программа была направлена на популяризацию использования альтернативной энергетики в ЕС, а именно финансовые средства были выделены на проведение исследований в области ВИЭ, исследований рынка и технических аспектов реализации проектов. Кроме того, благодаря ALTENER I было осуществлено финансирование разработки стандартов и мер по улучшению информационного обмена как на национальном, так и международном уровнях, а также мер, направленных на поддержку инициатив стран-членов по созданию научно-исследовательской базы в области ВИЭ. Программа ALTENER II, рассчитанная на период с 1998 по 2002 гг. и являвшаяся продолжением ALTENER I, была нацелена на создание как нормативно-правовых, так и административных основ для стимулирования развития «зеленой» энергетики, а также привлечения инвестиций в данный сектор энергетики [32].

В 2001 г. Европейской комиссией была принята Директива 2001/77/ЕС «О поощрении выработки электроэнергии, произведенной из ВИЭ на внутреннем рынке электроэнергии», которая ставила целью достижение 22 % доли «зеленой» энергетики в энергобалансе Союза к 2010 г. [33]. Директива 2009/28/ЕС «О поощрении использования энергии из возобновляемых источников» от 2009 г., действие которой было рассчитано на 10-летний период с 2010 по 2021 гг., предусматривала целевой показатель доли ВИЭ на уровне 34 % к 2021 г. [34]. Главным отличием Директивы 2009 г. от Директивы 2001 г. являлось установление различных целевых значений доли ВИЭ в энергобалансе каждой из стран-членов ЕС. В 2018 г. Еврокомиссия выпустила Директиву 2018/2001/ЕС «О поощрении использования энергии из возобновляемых источников», которая являлась новой редакцией прежней. Она ставила своей целью достижение доли ВИЭ в энергетическом балансе Союза, равной 32 % к 2030 г. Средства на реализацию инициатив, указанных в директивах, выделялись из бюджетов стран-членов, при этом финансирование осуществлялось путем прямого субсидирования. В ряде случаев, например для финансирования крупных и стратегически важных проектов, средства выделялись из бюджета Европейского Союза. Кроме того, средства из бюджета ЕС применялись для оплаты научно-исследовательской деятельности, связанной с развитием альтернативной энергетики.

На основании оценки промежуточных результатов исполнения Директивы 2018/2001/ЕС «О поощрении использования энергии из возобновляемых источников» был выпущен пакет «Чистая энергия для всех европейцев», в котором были скорректированы различные аспекты развития ВИЭ в связи с изменением мировой конъюнктуры и объективных возможностей стран-членов, при этом доля ВИЭ в энергобалансе Европейского Союза, как и в соответствии с Директивой 2018/2001/ЕС, должна составить 32 % в 2030 г. [35].

1 марта 2017 г. была принята Белая Книга Еврокомиссии, в которой альтернативная энергетика обозначалась как ключевое средство для диверсификации энергетического сектора, предотвращения изменения климата, а также социально-экономического развития [36]. В 2019 г. была принята долгосрочная стратегия «Европейский зеленый курс» (англ. European Green Deal), направленная на сокращение эмиссии парниковых газов в атмосферу, в которой было указано, что экологически чистая энергия и передовые «зеленые» технологии — драйверы развития ЕС. После начала СВО на Украине Европейский союз в качестве ответа на напряженность на мировом энергетическом рынке представил план под названием «REPowerEU». Данный план предполагает увеличение доли ВИЭ в энергобалансе блока до 45 % к 2030 г. или 1236 ГВт установленной мощности ВИЭ в натуральном выражении.

Руководство ЕС имплементировало пять механизмов, стимулирующих развитие ВИЭ [37]:

1) система «зеленых» тарифов;

2) вводные премии;

3) финансовая поддержка;

4) система продажи «зеленых» сертификатов;

5) налоговые льготы.

Заведующий центром развития ВИЭ НИУ ВШЭ Г.В. Ермоленко утверждает, что ключевые меры поддержки развития альтернативной энергетики в Европейском союзе — «зеленые» тарифы и вводные премии [38]. Важно отметить, что объем поддержки варьируется в странах ЕС в связи с тем, что в каждой стране, согласно актуальной Директиве, установлены индивидуальные целевые показатели, а также применяются различные технологические решения.

В отличие от механизма «зеленых» тарифов, ранее описанного в статье, вводные премии — инструмент поддержки крупных генерирующих объектов, срок действия которых составляет 10—20 лет. Сущность механизма состоит в наложении обязательного условия о приобретении всего объема генерации «зеленой» энергии в приоритетном порядке по цене, выше среднего показателя рыночной цены электроэнергии, выработанной на объектах генерации, использующих ТЭР. Следовательно, дополнительные расходы от разницы в цене ложатся на потребителей, однако производители, в свою очередь, приобретают большую выгоду, получают возможность направлять дополнительный объем средств на инвестиции в область ВИЭ. В ЕС применяются два вида вводных премий — фиксированные (не зависят от рыночной цены на э/э) и скользящие (зависят от рыночной цены на э/э). Более предпочтительной мерой поддержки развития ВИЭ являются скользящие вводные премии, поскольку только проекты ВИЭ, отличающиеся высокой экономической эффективностью, получают возможность претендовать на выгоды по данному механизму, имеющему привязку к среднерыночной цене.

Важно отметить, что в крупнейших европейских странах, таких как Германия, Польша и Франция, применяется схема стимулирования развития альтернативной энергетики, сочетающая как систему «зеленых» тарифов, так и вводных премий. В соответствии с руководством Европейской комиссии по разработке мер поддержки ВИЭ, планируется отказ от «зеленых» тарифов в пользу вводных премий.

Финансовая поддержка инициатив, связанных с возобновляемой энергетикой также является распространенным механизмом в ЕС. При этом в целях достижения наибольшего положительного эффекта на рассматриваемый сектор энергетики она увязывается с прочими национальными и региональными стимулами. Финансовая поддержка подразделяется на инвестиционную и операционную. Предоставление финансовой поддержки в ЕС осуществляется на субнациональном уровне, иными словами, выделение финансовых ресурсов осуществляют власти регионов или муниципальных органов. В некоторых странах ЕС финансовые средства на развитие «зеленых» инициатив выделяет Европейский сельскохозяйственный фонд развития сельских территорий и Европейский фонд регионального развития.

Инвестиционная поддержка в Европейском союзе, предоставляемая в виде грантов или кредитов по льготным ставкам для развития «зеленой» энергетики, направлена на покрытие капитальных вложений компаний, осуществляющих реализацию проектов ВИЭ. Особенностью инвестиционной поддержки является то, что ее объем не зависит от экономической эффективности проекта, иными словами, любой проект ВИЭ без предъявления к нему дополнительных требований, может быть объектом рассматриваемого вида поддержки.

Кроме того, в ЕС применяется операционная поддержка генерирующих объектов. Согласно наименованию данного вида стимулирования развития ВИЭ, его предназначение заключается в компенсации операционных (производственных) затрат энергогенерирующих компаний. Данный вид стимулирования предоставляет возможность максимизации выработки электроэнергии в отсутствии зависимости от ее рыночной цены.

Власти европейских государств также предоставляют за счет бюджетных средств дисконты на обновление основных средств введенных в эксплуатацию станций.

Налоговые льготы являются распространенной практикой по поддержке развития ВИЭ в ЕС. Преимущественно размер данного вида льгот зависит от изменений в социально-экономическом и политическом курсах стран ЕС, однако в области альтернативной энергетики цели членов ЕС остаются без изменений. В целях пресечения недобросовестной конкуренции и недопущения излишних объемов поддержки, государственные органы власти стран Евросоюза контролируют размер налоговых льгот.

В Европейском Союзе, как и в США, применяются такие меры стимулирования развития ВИЭ как продажа «зеленых» сертификатов, инвестиционные и производственные налоговые льготы, описанные ранее в статье. Однако данные об их количественных показателях не размещаются в свободном доступе.

Е.А. Жаронкина и А.А. Гольцева, анализируя стратегию ЕС в области ВИЭ, утверждают, что между государствами-членами происходит непрерывный обмен опытом в сфере ВИЭ, который способствует ускоренному развитию данного сектора энергетики [39].

Регулирование и меры поддержки ВИЭ в Российской Федерации

На государственном уровне в России принят ряд мер по стимулированию развития «зеленой» энергетики и сокращению объема выбросов парниковых газов в атмосферу. Так, правительство РФ в 2021 г. утвердило стратегию социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года [40]. Действие данного документа нацелено на плавный

переход экономики Российской Федерации к концепции устойчивого развития, предполагающей разработку и использование низкоуглеродных технологий, позволяющих снизить негативное влияние производственной деятельности на окружающую среду. В стратегии предусмотрено сокращение эмиссии CO_2 к значению, равному 36—48 % к 2050 г. от базисного показателя 1990 г. Следовательно, одним из способов достижения поставленной цели является использование ВИЭ вместо ТЭР для генерации электрической энергии.

Правительством Российской Федерации на федеральном и региональном уровнях введены меры поддержки развития технологий с низким уровнем выбросов парниковых газов, а именно налогово-бюджетные стимулы [41].

На федеральном уровне действует механизм по освобождению от уплаты налога на добавленную стоимость (НДС) для компаний (правообладателей), осуществляющих продажу исключительных прав на интеллектуальную собственность — разработку и создание образцов технических средств и оборудования, способствующих сокращению выбросов загрязняющих веществ. Кроме того, данный налог не распространяется на технические средства, производство которых не локализовано на территории России и которые компании вынуждены импортировать из зарубежных стран.

На региональном уровне действует льгота в виде сокращенной ставки налога на прибыль компаний или полного освобождения от налога на имущество организаций, основным видом деятельности которых является реализация инновационных проектов в области низкоуглеродных технологий, а также проведение соответствующих НИОКР. Данная стимулирующая мера по освобождению от налога на имущество также распространяется на компании, осуществляющие проекты по сокращению углеродного следа в крупных российских промышленных центрах, а также компании, оборудование и технические средства которых отличаются высоким классом энергоэффективности.

В России также применяется схема начисления ускоренной амортизации на два вида основных средств (ОС) компаний:

– ОС с высоким показателем энергоэффективности;
– ОС, являющиеся технологическим оборудованием.

Введенная в 2018 г. и рассчитанная на период с 2025 (с 2023 г. для СЭС) по 2035 гг. программа ДПМ 2.0 (Договор о предоставлении мощности 2.0) [42], курируемая саморегулируемой организацией Ассоциация «НП Совет рынка», объединяющей участников оптового электроэнергетического рынка, также является механизмом стимулирования развития «зеленой» энергетики. Заместитель министра энергетики РФ П.Н. Сниккарс отмечает, что согласно указанной программе будет привлечено 350 млрд руб. в область ВИЭ с 2025 по 2035 гг., при этом установленная мощность альтернативной энергетики» за счет действия ДПМ 2.0 увеличится более чем на 6,7 ГВт (около 2 ГВт УМ СЭС и 4 ГВт УМ ВЭС) [43]. ДМП 2.0 на-

правлена на обновление оборудования генерирующих объектов «зеленой» энергетики. Энергетические компании осуществляют инвестирование собственных финансовых ресурсов в модернизацию технологического оборудования, а также сооружение новых электростанций на базе ВИЭ. Соблюдение требования об установке отечественного оборудования является ключевым условием участия в программе. ДПМ 2.0 предполагает приобретение потребителями электрической мощности объектов ВИЭ по завышенным тарифам в целях не только компенсации инвестиционных затрат, но и получения прибыли энергетическими компаниями. Гарантом исполнения обязательств со стороны как производителей, так и потребителей выступает государство. Для получения возможности участия в ДПМ 2.0 российские компании должны пройти отбор, согласно которому предпочтение отдается проектам, демонстрирующим наименьший показатель затрат на единицу вырабатываемой электрической энергии.

1 февраля 2024 г. вступил в силу Федеральный закон № 489-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике», который регламентирует введение «зеленой» сертификации на территории РФ и порядок обращения соответствующих сертификатов [44]. По аналогии с западными государствами, такими как США и странами Европейского Союза, российские «зеленые» сертификаты являются подтверждением того, что за определенный период времени станция на базе ВИЭ выработала электроэнергию, которая впоследствии была использована конечным потребителем. Информацию, содержащуюся в «зеленом» сертификате, компании смогут размещать на своих ресурсах, подтверждая вклад в низкоуглеродное развитие. Центр энергосертификации при Ассоциации НП «Совет рынка», координирующей программу ДПМ 2.0, будет ответственным за выдачу данных документов [45]. Сотрудники Комитета Государственной думы РФ по энергетике подтверждают, что «принятые меры будут способствовать стимулированию добровольного спроса на электроэнергию, производимую на основе использования ВИЭ и на низкоуглеродных генерирующих объектах» [46]. Кроме того, положительным эффектом от введения системы «зеленых» сертификатов является повышение инвестиционной привлекательности проектов по созданию объектов ВИЭ в России.

В октябре 2024 г. Государственная дума Российской Федерации приняла закон, предусматривающий освобождение компаний-владельцев от налога на имущество, т.е. объекты системообразующих территориальных сетевых организаций (ЛЭП, трансформаторные подстанции и проч.), а также СЭС [47]. Данный шаг является свидетельством использования зарубежного опыта в стимулировании развития ВИЭ и подтверждает заинтересованность государства в данной отрасли энергетики.

Таким образом, в целях стимулирования развития ВИЭ в различных государствах действуют определенные меры поддержки «зеленой» энергетики. Рассмотренные механизмы в США, Китае и ЕС способствуют развитию научно-техниче-

ской базы и технологий, а также реализации проектов по созданию генерирующих объектов на базе ВИЭ. Ключевыми мерами являются установление среднесрочных и долгосрочных планов, целевых показателей, а также предоставление таких льгот, как налоговые, инвестиционные, производственные, кредитные и сбытовые. На основе анализа как зарубежных мер поддержки, так и отечественных, представляется возможным сделать заключение о том, что указанных мер поддержки недостаточно для эффективного развития возобновляемых источников энергии в России. Отличительная черта отечественных механизмов стимулирования альтернативной энергетики от зарубежных состоит в том, что российские меры поддержки направлены преимущественно на развитие углеродно-нейтрального производства, а не области ВИЭ как сектора энергетики.

Список использованных источников

1. **World** Energy Investment 2023. [Электронный ресурс] / IEA. 2023. — Режим доступа. URL: https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2023 (Дата обращения: 16.09.2024).
2. **Renewables** 2014 Global Status Report. [Электронный ресурс] / REN21. 2014. — Режим доступа. URL: https://www.ren21.net/Portals/0/documents/e-paper/GSR2014/index.html (Дата обращения: 16.09.2024).
3. **Renewables** 2023 Global Status Report. [Электронный ресурс] / REN21. 2023. — Режим доступа. URL: https://www.ren21.net/gsr-2023/ (Дата обращения: 16.09.2024).
4. **Renewable** Energy Law of the People's Republic of China. [Электронный ресурс] / China-LawInfo Database. 2005. — Режим доступа. URL: https://www.lawinfochina.com/display.aspx?lib=law&id=3942 (Дата обращения: 16.09.2024).
5. **Десятая** пятилетка. [Электронный ресурс] / China.org.cn. 2006. — Режим доступа. URL: http://russian.china.org.cn/russian/221478.htm (Дата обращения: 16.09.2024).
6. **CHINA:** 11th Five-Year Plan (2006-2010) for National Economic and Social Development. [Электронный ресурс] / UNESCAP. 2006. — Режим доступа. URL: https://policy.asiapacificenergy.org/node/115 (Дата обращения: 16.09.2024).
7. **Абрамова А.Ю.** Государственные меры поддержки возобновляемой энергетики в Китае. — М.: Изд-во журнала «Окружающая среда и энерговедение», 2020.
8. **Уведомление** о политике начисления НДС на производство солнечной энергии № 66. Министерство финансов КНР и Государственное налоговое управление КНР, 2013.
9. **Результаты** реализации зеленой повестки в Китае. [Электронный ресурс] / SBS Consulting. 2022. — Режим доступа. URL: https://www.sbs-consulting.ru/upload/iblock/cf3/cf38fc1f00fc8b0600412777aa2ca57e.pdf (Дата обращения: 16.09.2024).
10. **Outline** of the 14th Five-Year Plan (2021—2025) for National Economic and Social Development and Vision 2035 of the People's Republic of China. [Электронный ресурс] / The People's Government of Fujian Province. 2021. — Режим доступа. URL: https://fujian.gov.cn/english/news/202108/t20210809_5665713.htm (Дата обращения: 16.09.2024).
11. **Working** Guidance for Carbon Dioxide Peaking and Carbon Neutrality in Full and Faithful Implementation of the New Development Philosophy. [Электронный ресурс] / NDRC. 2021. — Ре-

жим доступа. URL: https://en.ndrc.gov.cn/policies/202110/t20211024_1300725.html (Дата обращения: 16.09.2024).

12. **26 U.S.** Code § 48 — Energy credit. [Электронный ресурс] / Cornell Law School. 1986. — Режим доступа. URL: https://www.law.cornell.edu/uscode/text/26/48 (Дата обращения: 16.09.2024).
13. **About** ARPA-E. [Электронный ресурс] / ARPA-E. 2024. — Режим доступа. URL: https://arpa-e.energy.gov/about (Дата обращения: 16.09.2024).
14. **About** the Office of Energy Efficiency and Renewable Energy. [Электронный ресурс] / U.S. Department of Energy. 2024. — Режим доступа. URL: https://www.energy.gov/eere/about-office-energy-efficiency-and-renewable-energy (Дата обращения: 16.09.2024).
15. **Overview** of Loans Programs Office. [Электронный ресурс] / U.S. Department of Energy. 2024. — Режим доступа. URL: https://www.energy.gov/lpo/overview (Дата обращения: 16.09.2024).
16. **About** the Green Power Partnership. [Электронный ресурс] / United States Environmental Protection Agency. 2024. — Режим доступа. URL: https://www.epa.gov/greenpower/about-green-power-partnership (Дата обращения: 16.09.2024).
17. **About** FERC. [Электронный ресурс] / Federal Energy Regulatory Commission. — 2024. — Режим доступа. URL: https://ferc.gov/what-ferc (Дата обращения: 16.09.2024).
18. **Project** Profile: Clean Energy States Alliance. [Электронный ресурс] / U.S. Department of Energy. 2024. — Режим доступа. URL: https://www.energy.gov/eere/solar/project-profile-clean-energy-states-alliance (Дата обращения: 16.09.2024).
19. **Fact** Sheet: President Biden Sets 2030 Greenhouse Gas Pollution Reduction Target Aimed at Creating Good-Paying Union Jobs and Securing U.S. Leadership on Clean Energy Technologies. [Электронный ресурс] / The White House. 2021. — Режим доступа. URL: https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2021/04/22/fact-sheet-president-biden-sets-2030-greenhouse-gas-pollution-reduction-target-aimed-at-creating-good-paying-union-jobs-and-securing-u-s-leadership-on-clean-energy-technologies/ (Дата обращения: 16.09.2024).
20. **Energy** experts share how the U.S. can reach Biden's renewable energy goals. [Электронный ресурс] / NPR. 2023. — Режим доступа. URL: https://www.npr.org/2023/02/02/1148370220/biden-renewable-energy-goals#:~:text=The %20Biden %20administration %20plans %20to,billions %20of %20dollars %20in %20investments (Дата обращения: 16.09.2024).
21. **The Long-term** Strategy of the United States. [Электронный ресурс] / The White House. 2021. — Режим доступа. URL: https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2021/10/US-Long-Term-Strategy.pdf (Дата обращения: 16.09.2024).
22. **Renewable** Portfolio Standard (RPS). [Электронный ресурс] / WTS Energy. 2024. — Режим доступа. URL: https://www.wtsenergy.com/glossary/renewable-portfolio-standard-rps/ (Дата обращения: 16.09.2024).
23. **Clean** Energy Standard. [Электронный ресурс] / NYSERDA. 2024. — Режим доступа. URL: https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Clean-Energy-Standard (Дата обращения: 16.09.2024).
24. **State** Renewable Portfolio Standards and Goals. [Электронный ресурс] / NCSL. — 2021. — Режим доступа. URL: https://www.ncsl.org/energy/state-renewable-portfolio-standards-and-goals (Дата обращения: 16.09.2024).

25. **Solar** Futures Study. [Электронный ресурс] / U.S Department of Energy. 2021. — Режим доступа. URL: https://www.energy.gov/sites/default/files/2021-09/Solar %20Futures %20Study.pdf (Дата обращения: 16.09.2024).

26. **Advancing** Offshore Wind Energy in the United States. [Электронный ресурс] / U.S Department of Energy. 2023. — Режим доступа. URL: https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-03/advancing-offshore-wind-energy-full-report.pdf (Дата обращения: 16.09.2024).

27. **H.R. 5376** (117th): Inflation Reduction Act of 2022. [Электронный ресурс] / GovTrack. — 2022. — Режим доступа. URL: https://www.govtrack.us/congress/bills/117/hr5376 (Дата обращения: 16.09.2024).

28. **Production** Tax Credit and Investment Tax Credit for Wind Energy. [Электронный ресурс] / WINDExchange. — 2022. — Режим доступа. URL: https://windexchange.energy.gov/projects/tax-credits#undefined (Дата обращения: 16.09.2024).

29. **Public** Law 109-58. Energy Policy Act of 2005. [Электронный ресурс] / U.S Department of Energy. 2005. — Режим доступа. URL: https://www.energy.gov/articles/energy-policy-act-2005 (Дата обращения: 16.09.2024).

30. **Executive** Order 13693 — Planning for Federal Sustainability in the Next Decade. [Электронный ресурс] / Administration of Barack Obama. 2015. — Режим доступа. URL: https://www.govinfo.gov/content/pkg/DCPD-201500184/pdf/DCPD-201500184.pdf (Дата обращения: 16.09.2024).

31. **The ALTENER** programme — Results and achievements. [Электронный ресурс] / CORDIS. — 1997. — Режим доступа. URL: https://cordis.europa.eu/article/id/8150-the-altener-programme-results-and-achievements (Дата обращения: 16.09.2024).

32. **Multiannual** programme for the promotion of renewable energy sources in the Community, 1998—2002. [Электронный ресурс] / CORDIS. 2014. — Режим доступа. URL: https://cordis.europa.eu/programme/id/ENG-ALTENER-2 (Дата обращения: 16.09.2024).

33. **Directive** 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market. [Электронный ресурс] / UNEP-LEAP. 2001. — Режим доступа. URL: https://leap.unep.org/en/countries/eu/national-legislation/directive-200177ec-european-parliament-and-council-promotion (Дата обращения: 16.09.2024).

34. **Directive** 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources. [Электронный ресурс] / EUR-Lex. 2009. — Режим доступа. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028 (Дата обращения: 16.09.2024).

35. **Clean** energy for all Europeans package. [Электронный ресурс] / European Commission. 2019. — Режим доступа. URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en (Дата обращения: 16.09.2024).

36. **Белая** книга. Перспективы и сценарии для ЕС27 к 2025 году. [Электронный ресурс] / СПбГПУ. 2017. — Режим доступа. URL: https://www.spbstu.ru/upload/inter/white-paper-future-eu.pdf (Дата обращения: 16.09.2024).

37. **European** Commission guidance for the design of renewables support schemes [SWD(2013) 439]. [Электронный ресурс] / European Comission. 2014. — Режим доступа. URL: https://energy.

ec.europa.eu/publications/european-commission-guidance-design-renewables-support-schemes-swd2013-439_en (Дата обращения: 16.09.2024).

38. **Ермоленко Г.В.** Справочник по возобновляемой энергетике Европейского Союза. — М.: Институт энергетики НИУ ВШЭ, 2016. 96 с.
39. **Жаронкина Е.А., Гольцева А.А.** Стратегия Европейского союза в области использования возобновляемых источников энергии. — Кемерово: Вестник КГУ, 2022. 299—308 с.
40. **Стратегия** социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2021 г. № 3052-р.
41. **Национальный** проект «Экология». Утвержден президиумом Совета при Президенте Российской Федерации по стратегическому развитию и национальным проектам, протокол от 24.12.2018 № 16. Федеральный проект «Чистый воздух».
42. **ДПМ** (Договор о предоставлении мощности). [Электронный ресурс] / Ассоциация «НП «Совет рынка». 2023. — Режим доступа. URL: https://www.np-sr.ru/ru/glossary/item/dpm-dogovor-o-predostavlenii-moshchnosti (Дата обращения: 16.09.2024).
43. **Поддержка** возобновляемой энергетики до 2035 года составит 350 млрд рублей. [Электронный ресурс] / Рамблер / финансы, 2021. — Режим доступа. URL: https://finance.rambler.ru/economics/46066869-podderzhka-vozobnovlyaemoy-energetiki-do-2035-goda-sostavit-350-mlrd-rubley/ (Дата обращения: 16.09.2024).
44. **Федеральный** закон от 04.08.2023 г. № 489-ФЗ. [Электронный ресурс] / Администрация Президента России, 2023. — Режим доступа. URL: http://www.kremlin.ru/acts/bank/49679#sel=10:1:iVg,10:5:Vtg (Дата обращения: 16.09.2024).
45. **Зеленые** сертификаты. [Электронный ресурс] / Кузбассэнергосбыт. 2024. — Режим доступа. URL: https://кузбассэнергосбыт.рф/zelenyie-sertifikatyi (Дата обращения: 16.09.2024).
46. **В России** вступил в силу закон о зеленых сертификатах на электроэнергию. [Электронный ресурс] / ТАСС — 2024. — Режим доступа. URL: https://tass.ru/ekonomika/19871673 (Дата обращения: 16.09.2024).
47. **Дума** приняла закон о льготах по налогу на имущество для компаний, производящих энергию из ВИЭ. [Электронный ресурс] / Интерфакс. 2024. — Режим доступа. URL: https://www.interfax.ru/business/988002 (Дата обращения: 24.10.2024).

ВЫБОР МОДЕЛИ ЯСНОГО НЕБА ДЛЯ ОЦЕНКИ СУММАРНОЙ СОЛНЕЧНОЙ РАДИАЦИИ НА ГОРИЗОНТАЛЬНУЮ ПОВЕРХНОСТЬ В ВЫСОКИХ ШИРОТАХ РОССИИ

Мордынский А.В., weldicat@yandex.ru,
ОИВТ РАН, Москва

Ключевые слова: солнечная радиация, прямая радиация, диффузная радиация, модель ясного неба, суммарная солнечная радиация, суммарная солнечная радиация на горизонтальную поверхность.

В работе на основе многолетних экспериментальных измерений суммарной солнечной радиации в горизонтальной плоскости в климатических условиях высоких широт Москвы проверяется отклонения наиболее распространенных математических моделей ясного неба для горизонтально ориентированной поверхности. В зависимости от высоты солнца (зенитного угла) рекомендованы модели Robledo-Soler, Haurwitz, Berger-Duffie и Ineichen — Perez.

Введение

Расчет и прогноз производительности солнечных электростанций, оптимизации их состава должны основываться на достоверных данных о поступающей суммарной солнечной радиации в плоскости приемников солнечной энергии. Оценки средних многолетних характеристик солнечных установок основываются на расчетных потоках суммарного солнечного излучения, падающего на наклонную поверхность приемников солнечной энергии. Для определения ее требуются данные о прямом и рассеянном излучении на горизонтальную поверхность.

Существует некоторый пробел в исследованиях значений суммарной солнечной радиации при чистом безоблачном небе в летнее и зимнее время в высоких широтах на горизонтальную поверхность. Значения определяются с помощью моделей ясного неба (Clear Sky models). Данный класс моделей необходим в том числе для определения индекса облачности и ясности атмосферы, расчета компонентов солнечной радиации в диффузных моделях, определения прямой солнечной радиации и других математических моделях. Необходимо уточнить, что в зарубежной литературе по тематике солнечной энергетики даже самые южные широты Дании, средние широты Канады, которые находятся южнее широты Москвы, принято на-

зывать высокими широтами. Выделение высоких широт, начиная с 50° с.ш., обусловлено увеличением погрешностей при использовании известных математических моделей пересчета солнечной радиации и спутниковых баз данных. В работе [1] исследовались модели чистого неба в климатических условиях Оклахомы, Иллинойса, Колорадо, Гавайев и Саудовской Аравии. В работе [2] исследовались модели в условиях 7 стран: США, Канады, Швейцарии, Франции, Бельгии и Индии. В работе [3] исследовались простые модели в климатических условиях Румынии. Важно учитывать особенности эксплуатации установок в условиях высоких широт России, которым свойственна большая доля диффузного солнечного излучения в годовом балансе солнечной энергии, невысокая суммарная солнечная радиация и сильное рассеивание прямой солнечной радиации при низком склонении и высоте Солнца над горизонтом.

Материалы и методы

Была выполнена верификация простых (зависящих только от высоты Солнца) и комплексных моделей ясного неба (Clear Sky models) в условиях высоких широт России (Москва) на основе экспериментальных исследований суммарной солнечной радиации в горизонтальной плоскости за период 01.03.2016—29.02.2024. Значения суммарной солнечной радиации получены из измерений с частотой 10 с с последующим часовым осреднением $I_{\Sigma}^{\text{гор}}$. В эксперименте использовался пиранометр Kipp & Zonen CM3, расположенный на площадке ОИВТ РАН (Москва). По результатам поверки с эталонным пиранометром Kipp & Zonen CMP21 относительное отклонение для пиранометра Kipp & Zonen CM3 составило (–2 % … +2 %).

Суммарная солнечная радиация на горизонтальную поверхность $I_{\Sigma}^{\text{гор}}$ или GHI (global horizontal irradiance) на уровне земной поверхности всегда меньше заатмосферной солнечной радиации на горизонтальную поверхность. Земная атмосфера поглощает и рассеивает около четверти солнечной радиации при отсутствии облаков и практически полностью поглощает солнечную радиацию при максимальной облачности. Суммарная солнечная радиация на горизонтальную поверхность состоит из прямой солнечной радиации $I_{\text{пр}}^{\text{гор}}$ [direct normal irradiance (DNI)] и диффузной солнечной радиации $I_{\text{диф}}^{\text{гор}}$ [diffuse irradiance (D)], включающей в себя переотраженную от поверхности Земли (зависящую от Альбедо Земли) и облаков рассеянную радиацию. Суммарная солнечная радиация на горизонтальную поверхность зависит от типа облачности и индекса ясности атмосферы K_{T}, определяемого как $K_{\text{T}} = I_{\Sigma}^{\text{гор}} / I_{0}^{\text{гор}}$, угла склонения и высоты Солнца над горизонтом δ и γ, атмосферной массы AM, солнечного времени ω, широты местности φ, концентрации различных аэрозолей и пыли, количества водяного пара и других параметров.

Математические модели. Заатмосферная радиация на горизонтальную поверхность $I_0^{\text{гор}}$ определяется как

$$I_0^{\text{гор}} = I_0 \cos(Z), \tag{1}$$

где I_0 — заатмосферная радиация, определяемая по уравнению Спенсера [4] вида

$$I_0 = I_{SC}[1,00011 + 0,034221\cos x + 0,00128\sin x - \\ - 0,000719\cos 2x + 0,000077\sin 2x], \tag{2}$$

где x = (360°/365)(DOY – 81); DOY — номер дня в году; I_{SC} — солнечная постоянная, различаемая по годам, но в формуле (2) I_{SC} = 1366,1 Вт/м^2; Z — зенитный угол [5], который определяется по формуле

$$\cos(Z) = \cos\varphi\cos\delta\cos\omega + \sin\varphi\sin\delta. \tag{3}$$

Рассмотрим наиболее распространенные простые и комплексные модели расчета суммарной солнечной радиации на горизонтальную поверхность при безоблачном небе.

Простые модели ясного неба

Модель Robledo—Soler (RS-2000) [6] определяет GHI через зенитный угол Z и высоту Солнца над горизонтом (90° – Z):

$$\text{GHI} = 1159,24[\cos(Z)]^{1,179}\exp[-0,0019(90° - Z)]. \tag{4}$$

Модель Haurwitz (H-1945) [7, 8] определяет GHI через зенитный угол Z:

$$\text{GHI} = 1098\cos(Z)\exp\left(\frac{-0,057}{\cos(Z)}\right). \tag{5}$$

Модель Adnot—Bourges—Campana—Gicquel (ABCG-1979) [3] определяет GHI через зенитный угол Z:

$$\text{GHI} = 951,39[\cos(Z)]^{1,15}. \tag{6}$$

Модель Kasten—Czeplak (KC-1980) [9] определяет GHI через зенитный угол Z:

$$\text{GHI} = 910\cos(Z) - 30. \tag{7}$$

Модель Berger—Duffie (BD-1979) [3] определяет GHI через зенитный угол Z и величину заатмосферной радиации I_0:

$$\text{GHI} = I_0 0,70\cos(Z). \tag{8}$$

Комплексные модели ясного неба

Модель Daneshyar—Paltridge—Proctor (DPP-1978) [10, 11] определяет раздельно компоненты солнечной радиации DNI и D через зенитный угол Z уравнениями вида

$$\mathrm{DNI} = 950,2\left(1-\exp[-0,075(90^\circ - Z)]\right);$$

$$D = 14,29 + 21,04\left[\frac{\pi}{2} - Z\left(\frac{\pi}{180}\right)\right].$$

И определяет GHI по формуле

$$\mathrm{GHI} = \mathrm{DNI}\cos(Z) + D. \tag{9}$$

Модель Kasten (K-1980) [12] определяет величину GHI через заатмосферную радиацию I_0, зенитный угол Z, атмосферную массу AM, коэффициент турбулентности по Linke T_L, высоту над уровнем моря h и высотные коэффициенты f_{h1} и f_{h2}:

$$\mathrm{GHI} = 0,84 I_0 \cos(Z)\exp\left[-0,027\,AM\left(f_{h1} + f_{h2}(T_L - 1)\right)\right];$$

$$f_{h1} = \exp\left(-h/8000\right);\ \ f_{h2} = \exp\left(-h/1250\right). \tag{10}$$

Модель Ineichen—Perez (IP-2002) [13] является развитием модели Kasten (K-1980) [13] и содержит дополнительные корректирующие коэффициенты:

$$\mathrm{GHI} = C_{g1} I_0 \cos(Z)\exp\left[-C_{g2}\,AM\left(f_{h1} + f_{h2}(T_L - 1)\right)\right]\exp\left[0,01(AM)^{1,8}\right];$$

$$f_{h1} = \exp\left(-h/8000\right);\ \ f_{h2} = \exp\left(-h/1250\right);$$

$$C_{g1} = 5,09\cdot 10^{-5} h + 0,868;\ \ C_{g2} = 3,92\cdot 10^{-5} h + 0,0387. \tag{11}$$

Модель Meinel (M-1976) [14] определяет величину DNI через заатмосферную радиацию I_0 и атмосферную массу AM:

$$\mathrm{DNI} = I_0 (0,70)^{AM 0,678}. \tag{12}$$

Модель Laue (L-1970) [15] определяет величину DNI через заатмосферную радиацию I_0, атмосферную массу AM и высоту над уровнем моря h:

$$\mathrm{DNI} = I_0\left[\left(1 - 0,14h\right)\left(0,70\right)^{AM 1,15} + 0,14h\right]. \tag{13}$$

Диффузную компоненту в модели M-1976 и L-1970 определяют различными способами. Определение атмосферной массы AM в высоких широтах и нахождение наиболее точных моделей расчета AM является самостоятельной задачей, выходящей за рамки данной работы. В работе [16] проведен анализ семи наиболее распро-

страненных моделей *AM*, и расчетным путем показано, что значительные расхождения начинаются с величины зенитного угла, равного 80—85°. Обзор 26 различных моделей определения атмосферной массы *AM* представлены в работе [17]. Рассмотрим наиболее распространенные модели *AM*.

Модель Young (Y-1994) [18] определяет *AM* через зенитный угол *Z* как

$$AM = \frac{1}{\cos(Z)} \tag{14}$$

или

$$AM = \frac{1{,}002432\cos^2(Z) + 0{,}148386\cos(Z) + 0{,}0096467}{\cos^3(Z) + 0{,}149864\cos^2(Z) + 0{,}0102963\cos(Z) + 0{,}000303978}. \tag{15}$$

Модель Young—Irvine (YI-1967) [19] определяет *AM* через зенитный угол *Z*:

$$AM = \frac{1}{\cos(Z)}\left[1 - 0{,}0012\left(\sec^2(Z) - 1\right)\right]. \tag{16}$$

Модель Rodgers (R-1967) [20] определяет *AM* через зенитный угол *Z*:

$$AM = \frac{35}{\sqrt{1224\cos^2(Z) + 1}}. \tag{17}$$

Модель Kasten (K-1966) [21] определяет *AM* через зенитный угол *Z* и высоту Солнца над горизонтом:

$$AM = \frac{1}{\cos(Z) + 0{,}15(93{,}885 - Z)^{-1{,}253}}. \tag{18}$$

Модель Kasten—Young (KY-1989) [22] определяет *AM* через зенитный угол *Z* и высоту Солнца над горизонтом:

$$AM = \frac{1}{\cos(Z) + 0{,}50572(96{,}07995 - Z)^{-1{,}6354}}. \tag{19}$$

Модель Gueymard (G-1993) [2] определяет *AM* через зенитный угол *Z* и высоту Солнца над горизонтом:

$$AM = \frac{1}{\cos(Z) + 0{,}00176759Z(94{,}37515 - Z)^{-1{,}21563}}. \tag{20}$$

Модель Badescu (B-1987) [23] определяет *AM* через зенитный угол *Z* и геометрические размеры планеты, и высоту над уровнем моря *h*:

$$AM = \frac{-\cos(Z) + \sqrt{\cos^2(Z) + f^2 - 1}}{f - 1} \quad f = 1 + \frac{h}{R_{\text{Земли}}}. \tag{21}$$

Результаты моделирования

Для верификации моделей ясного неба (Clear Sky models) в условиях высоких широт России были рассчитаны значения суммарной солнечной радиации на горизонтальную поверхность GHI по моделям 4—10 и 12—13. Результаты расчетов сравнивались с экспериментальными значениями. В настоящей работе использовалась K-1966 модель AM в сочетании с перечисленными моделями ясного неба. На рис. 1 представлены результаты экспериментальных измерений суммарной солнечной радиации на горизонтальную поверхность GHI в зависимости от угла высоты Солнца над горизонтом $\gamma = (90 - Z)$ за период 01.03.2016—29.02.2024 в условиях Москвы. Выделим около 20 % наибольших значений GHI для каждой высоты Солнца в диапазоне от 0° до 57,5° — максимальной высоты Солнца в Москве. Предполагается, что максимальные значения GHI соответствуют ясным дням. Дополнительный анализ картины облачности каждого дня не проводился. Построим средние значения 20 % наибольших сумм суммарной солнечной радиации на горизонтальную поверхность GHI (рис. 1). На рис. 2 построены модели ясного неба 4—10 и 12—13, значения 20 % максимальных наблюдаемых GHI в зависимости от высоты Солнца.

Возникают трудности в определении метрик, по которым следует определять точность моделей ясного неба, поскольку если рассчитывать среднеквадратичное

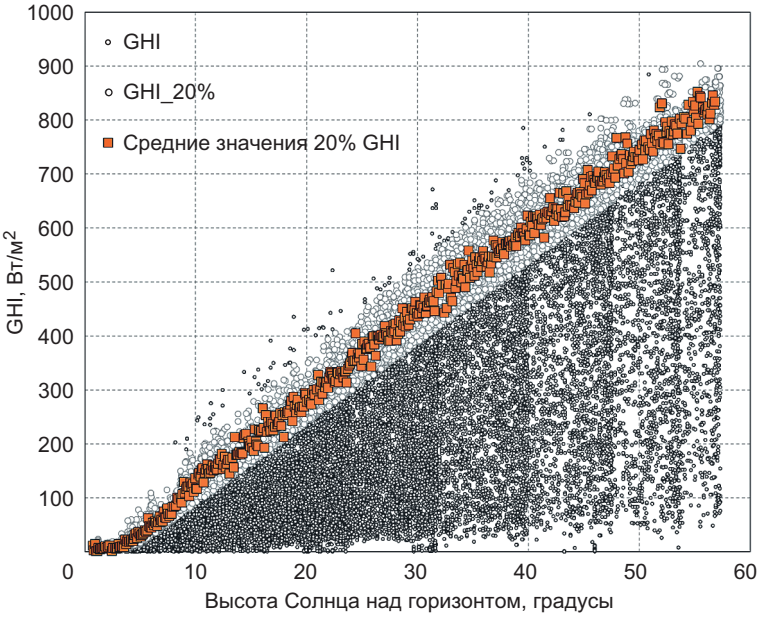


Рис. 1. Результаты экспериментальных измерений сумм суммарной солнечной радиации на горизонтальную поверхность GHI за период с 01.03.2016—28.02.2024 в условиях Москвы с выделением 20 % максимальных значений GHI

отклонение значений GHI по моделям ясного неба и результатам измерений 20 % наиболее интенсивных точек, то наименьшее среднеквадратичное отклонение покажут модели, наиболее близкие к средним значениям 20 % точек GHI. Из рис. 1 и 2 видно, что такие модели ясного неба будут очень сильно занижать значения GHI ясного неба, вплоть до 100 Вт/м^2. Поэтому считаем наиболее точными те модели, которые наиболее близки к точкам с самыми высокими значениями GHI для каждой высоты Солнца над горизонтом.

Из рис. 2 видно, что модели Adnot—Bourges—Campana—Gicquel (ABCG-1979) и Kasten—Czeplak (KC-1980) и Daneshyar—Paltridge—Proctor (DPP-1978) показывают значения менее средних значений 20 % наиболее интенсивных точек, а модель Meinel (M-1976) значительно завышает при любых значениях высоты Солнца.

Рассмотрим только модели Robledo—Soler (RS-2000), Haurwitz (H-1945), Berger—Duffie (BD-1979) и Ineichen—Perez (IP-2002), рис. 3, *а* и 3, *б*.

Сопоставления рассчитанных по моделям ясного неба и измеренных сумм суммарной солнечной радиации на горизонтальную поверхность GHI показывают, что модели Robledo—Soler (RS-2000) и Haurwitz (H-1945) ближе всего во всем диапазоне высот Солнца к средним значениям GHI_20 %. До высоты Солнца 10° наиболее точно максимальные суммы суммарной солнечной радиации GHI описывают

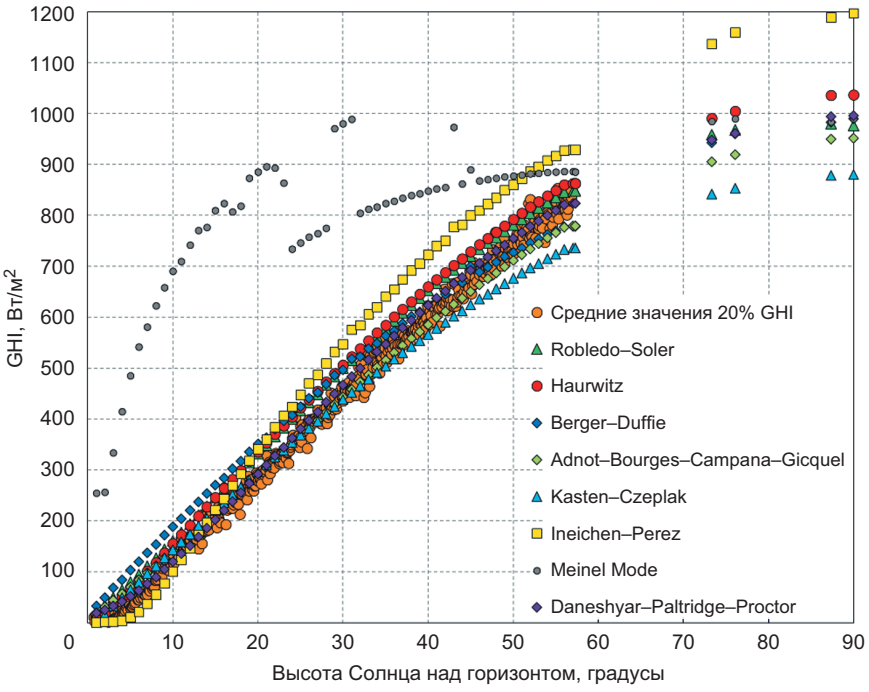


Рис. 2. Результаты сопоставления рассчитанных по моделям ясного неба (Clear Sky models) и измеренных сумм суммарной солнечной радиации на горизонтальную поверхность (GHI)

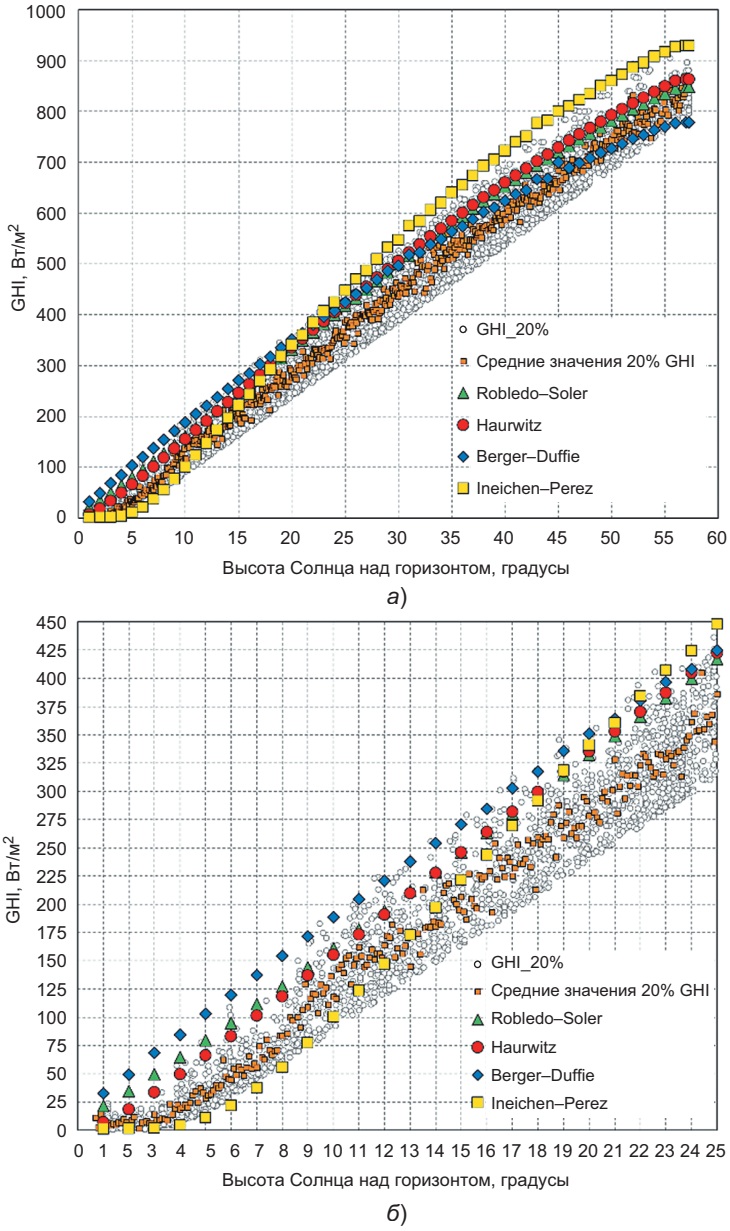


Рис. 3. Результаты сопоставления рассчитанных по моделям ясного неба Robledo-Soler (RS-2000), Haurwitz (H-1945), Berger—Duffie (BD-1979) и Ineichen — Perez (IP-2002) и измеренных сумм суммарной солнечной радиации на горизонтальную поверхность (GHI)

модели ясного неба Robledo—Soler (RS-2000) и Haurwitz (H-1945), от 10° до 22° наиболее точна модель Berger—Duffie (BD-1979), от 22° до 57,5° — модель ясного неба Ineichen—Perez (IP-2002).

Заключение

Определение верхних пределов значений суммарной солнечной радиации на горизонтальную поверхность GHI в высоких широтах России рекомендуется проводить в зависимости от высоты Солнца над горизонтом до 10°, от 10° до 22° и от 22° до 57,5° по моделям Robledo—Soler (RS-2000) или Haurwitz (H-1945), Berger—Duffie (BD-1979) и Ineichen—Perez (IP-2002) соответственно. Дальнейшее исследование моделей ясного неба должно быть направленно на введение сезонного фактора, исследование комбинаций моделей ясного неба совместно с моделями атмосферной массы при низких высотах и склонениях Солнца над горизонтом и, главное, на поиск новой универсальной закономерности для всего диапазона высот Солнца над горизонтом. Модель должна быть адоптирована для высоких широт России и учитывать низкие температуры атмосферы в зимнее время. Данные модели могут быть использованы в качестве достоверных фильтров наземных и спутниковых баз данных актинометрических параметров.

Отдельной задачей является оценка количества часов (или энергетического вклада в годовом балансе), в которые суммарная солнечная радиация в наклонной плоскости превышает 1000 Вт/м^2 и вырабатываемая мощность ФЭП может превышать номинальную установленную мощность. Для этого необходима наряду с верификацией моделей ясного неба верификация горизонтальных и диффузных моделей распространения солнечного излучения в атмосфере Земли при расчете суммарной солнечной радиации ясного неба в наклонной плоскости.

Список использованных источников

1. **Gueymard C.A.** Clear-sky irradiance predictions for solar resource mapping and largescale applications: Improved validation methodology and detailed performance analysis of 18 broadband radiative models // Solar Energy. 2011.
2. **Gueymard C.A.** Critical analysis and performance assessment of clear sky solar irradiance models using theoretical and measured data // Solar Energy. 1993. V. 51. P. 121—138.
3. **Badescu V.** Verification of some very simple clear and cloudy sky models to evaluate global solar irradiance // Solar Energy. Oct. 1997. V. 61. P. 251—264.
4. **Spencer J.W.** Fourier series representation of the sun. Search. 1971. V. 2. P. 172.
5. **Даффи Дж., Бекман У.** Основы солнечной теплоэнергетики: пер. с англ. — Долгопрудный: Издательский Дом «Интеллект», 2013, 888 с.
6. **Robledo L. and Soler A.** Luminous efficacy of global solar radiation for clear skies // Energy Conversion and Management. 2000. V. 41. P. 1769—1779.
7. **Haurwitz B.** Insolation in Relation to Cloudiness and Cloud Density // Journal of Meteorology. 1945. V. 2. P. 154—166.
8. **Haurwitz B.** Insolation in Relation to Cloud Type // Journal of Meteorology. 1946. V. 3. P. 123—124.

9. **Kasten F. and Czeplak G.** Solar and terrestrial radiation dependent on the amount and type of cloud // Solar Energy. 1980. V. 24. P. 177—189.
10. **Daneshyar M.** Solar radiation statistics for Iran // Solar Energy. 1978. V. 21. P. 345—349.
11. **Paltridge G.W. and Proctor D.** Monthly mean solar radiation statistics for Australia // Solar Energy. 1976. V. 18. P. 235—243.
12. **Kasten F.** A Simple Parameterization of the Pyrheliometric Formula for Determining the Linke Turbidity Factor // Meteorologische Rundschau. 1980. V. 33. P. 124—127.
13. **Ineichen P. and Perez R.** A new airmass independent formulation for the Linke turbidity coefficient // Solar Energy. 2002. V. 73. P. 151—157.
14. **Meinel A.B. and Meinel M.P.** Applied solar energy. Reading, MA: Addison-Wesley Publishing Co., 1976.
15. **Laue E.G.** The measurement of solar spectral irradiance at different terrestrial elevations // Solar Energy. 1970. V. 13. P. 43—50. IN1—IN4, 51—57.
16. **Sandia** Report. (March 2012) SAND2012-2389 Global Horizontal Irradiance Clear Sky Models: Implementation and Analysis.
17. **Rapp-Arraras I. and Domingo-Santos J.M.** Functional forms for approximating the relative optical air mass // Journal of Geophysical Research-Atmospheres. Dec. 2011. V. 116.
18. **Young A.T.** Air-Mass and Refraction // Applied Optics. Feb. 1994. V. 33. P. 1108—1110.
19. **Young A.T. and Irvine W.M.** Multicolor Photoelectric Photometry of the Brighter Planets // The Astronomical Journal. 1967. V. 72. P. 945—950.
20. **Rodgers C.D.** The radiative heat budget of the troposphere and lower stratosphere: M.I.T. Department of Meteorology, 1967.
21. **Kasten A.** A new table and approximate formula for relative optical air mass // Arch. Meteorol. Geophys. Bioklimatol. Ser. 1966. B. 14. 206—223.
22. **Kasten F. and Young A.T.** Revised Optical Air-Mass Tables and Approximation Formula // Applied Optics. Nov. 15. 1989. V. 28. P. 4735—4738.
23. **Badescu V.** Can the model proposed by barbaro et al. be used to compute global solar radiation on the romanian territory? // Solar Energy. 1987. V. 38. P. 247—254.

ИССЛЕДОВАНИЕ И ПРОГНОЗ ДИНАМИКИ И ОСНОВНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ ТРЕНДОВ В ОТРАСЛИ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ ЗА ПЕРИОД С 1995 ДО 2025 ГОДА

Музафаров Э.Р., аспирант, старший преподаватель, melr.wrk@gmail.com,
ИжГТУ им. М.Т. Калашникова, г. Ижевск

Ключевые слова: анализ трендов, электротранспорт, электромобили, технические характеристики, показатели электромобилей.

В статье на основе данных из открытых источников и баз данных, таких как eLibrary, Google Books Ngram Viewer, Яндекс Вордстат, а также сайтов-каталогов автомобилей Auto.ru и Drom, приводится анализ изменения числа различных моделей и комплектаций электротранспорта, технических характеристик и показателей электромобилей, которые серийно выпускались и были в продаже в период с 1995 по 2024 года, также дополнительно проведен анализ обещаний автопроизводителей на 2025 год, на основе чего составлены графики изменения основных показателей компонентов электрических энергосиловых установок за тридцатилетний период. Проведен анализ полученных трендов и сформированы выводы о текущих тенденциях в области технических характеристик электротранспорта, а также о дальнейших изменениях в трендах мировых производителей электротранспорта.

Сложно дать четкую точку отсчета для начала истории электротранспорта. Однозначно можно сказать лишь то, что электромобилям как отрасли уже более 100 лет. Так, еще в конце XIX века инженер Генри Джи Моррис и химик Педро Джи Салом запустили серийное производство электромобиля Electrobat [1].

Для статьи было рассмотрено более 390 моделей электромобилей с электрической энергосиловой установкой без учета комбинированных (гибридных) моделей и моделей на топливных элементах. Всего исследованы более 3000 различных модификаций легковых электромобилей, которые выпускались и были в продаже за 30 лет — в период с 1995 по 2025 год [2,3].

Два основных направления исследования были сосредоточены на тяговых аккумуляторных батареях (ТАКБ) и тяговых электродвигателях (ТЭД) моделей электромобилей для каждого года с 1995 по 2024 год. За этот период были собраны данные о мощности ТЭД и емкости ТАКБ, но так как исследование проводилось

в 2024 году, то однозначно сказать о данных за этот год нельзя, однако известны промежуточные годовые значения, а также учтены анонсы компаний, заявивших о намерении выпустить новые модели в 2024 году.

Для данных 2025 года была применена модель экстраполяции значений при помощи алгоритма экспоненциального сглаживания, были найдены основной, положительный и отрицательный прогнозы на основе анализа ретроспективных данных за прошлые года.

Сперва был проведен анализ числа моделей электродвигателей и аккумуляторных батарей, применяемых на автомобилях с электрической энергосиловой установкой, результаты представлены на рис. 1. В ходе анализа было выявлено, что за рассматриваемый 30-летний период два года на рынке не было возможности приобрести и начать эксплуатацию серийного электромобиля. Это подтверждают данные сайтов-агрегаторов объявлений — на текущий момент в продаже нет ни одного электромобиля этих годов выпуска [2, 3].

Переходя к сравнению технических характеристик электромобилей, обратим внимание на две характеристики основных компонентов энергосиловой установки (ЭСУ) — это мощность тяговых электродвигателей и емкость тяговых аккумуляторных батарей. Так, при прямом сравнении можно заметить, что рост мощности ЭСУ от 95 года к 24 составил 7040 %, а рост емкости АКБ составил 1700 %.

При этом стоит сравнить значения предельных показателей мощности ТЭД и емкости ТАКБ до 2006 и после 2007 годов. Как видно на рис. 2, емкость и мощность идут общим трендом, хотя емкость аккумуляторных батарей уровня 2011 года была доступна еще в 1997 году, в то время как мощность электродвигателей выросла скачкообразно уже только в начале 2020 году, и тут уже емкости аккумуляторных батарей пришлось догонять стремительный рост мощности электродвигателей.

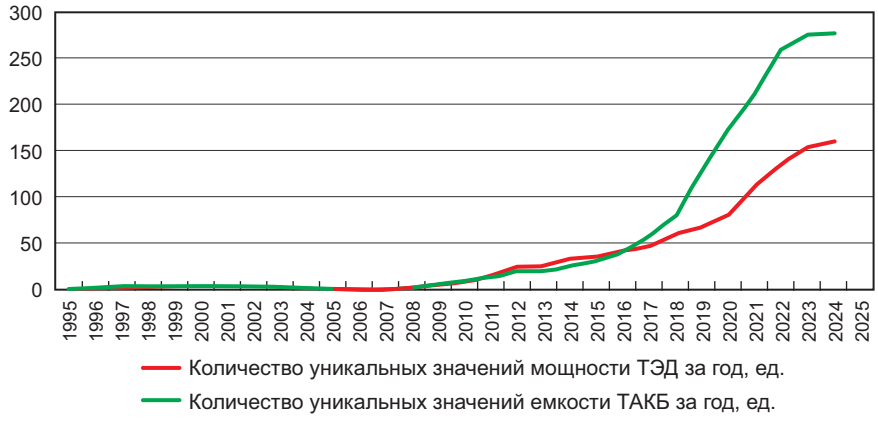


Рис. 1. Сравнение числа представленных на рынке моделей тяговых электродвигателей и тяговых аккумуляторных батарей до 2024 года

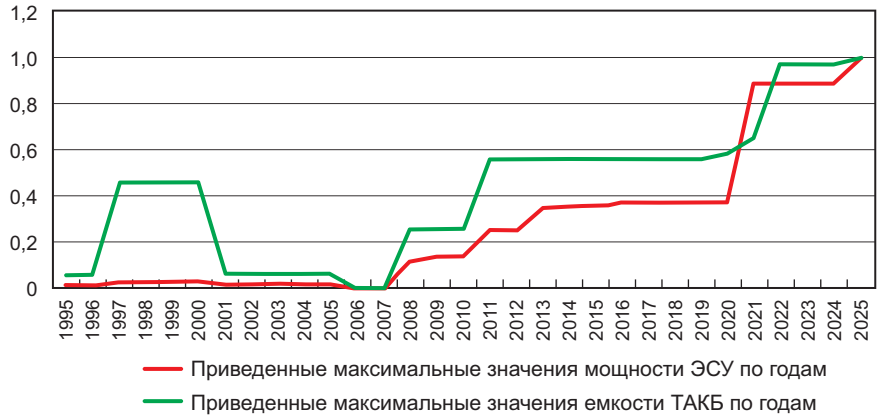


Рис. 2. Сравнение трендов развития максимальных значений мощности ЭСУ и емкости АКБ электромобилей

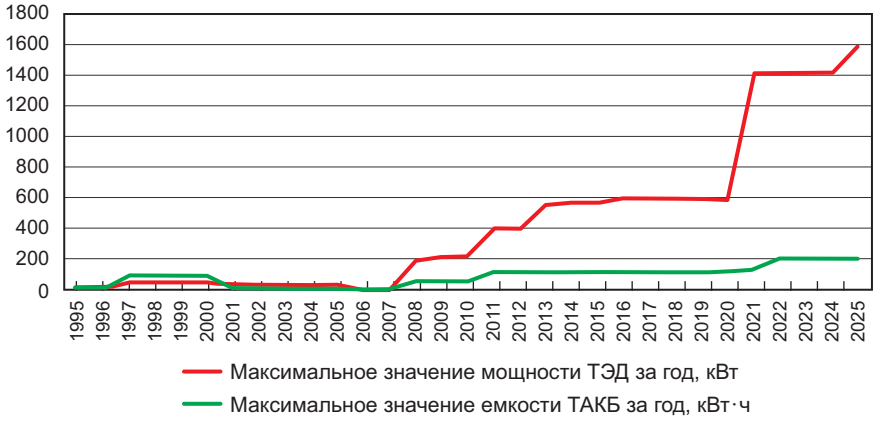


Рис. 3. Фактическое сравнение темпов роста мощности ЭСУ и емкости АКБ электромобилей

На рис. 3 хорошо заметен скачок емкости с 1996 по 2001 год, это объясняется тем, что тогда на рынке была представлена модель Toyota RAV4 EV, обладавшая аккумуляторными батареями емкостью 41,8 кВт · ч, выполненными по литий-ионной технологии, которые на текущий момент уже стали неформальным отраслевым стандартом. Ближайшим конкурентом в то время был GM EV1 второго поколения, который оснащался никель-металл-гидридным аккумулятором емкостью 26,4 кВт · ч, что почти в 2 раза меньше, чем емкость RAV4 [4].

На рис. 4 и 5 видно, что минимальные показатели и емкости, и мощности держатся на уровне до 2005 г. и даже стали меньше. Если анализировать более долгий период с 1995 г., то для емкости ТАКБ это 10,5 кВт · ч против 11,7 кВт · ч в год после 2005 г., а для мощности ЭСУ — 20,9 кВт против 4,5 кВт. Это связано

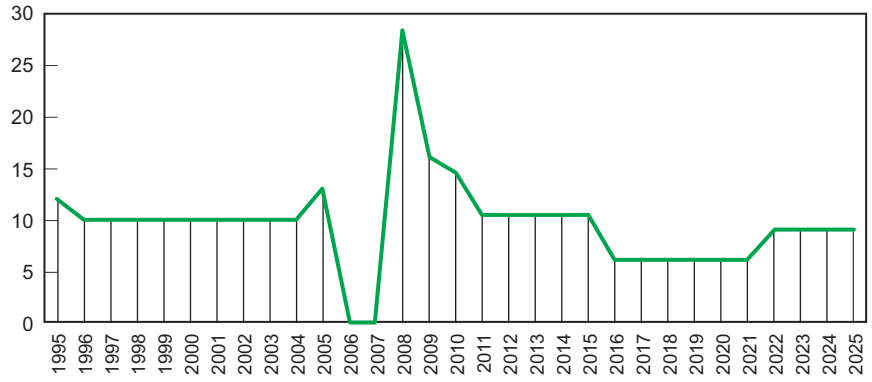


Рис. 4. Минимальное значение емкости ТАКБ за год, кВт · ч

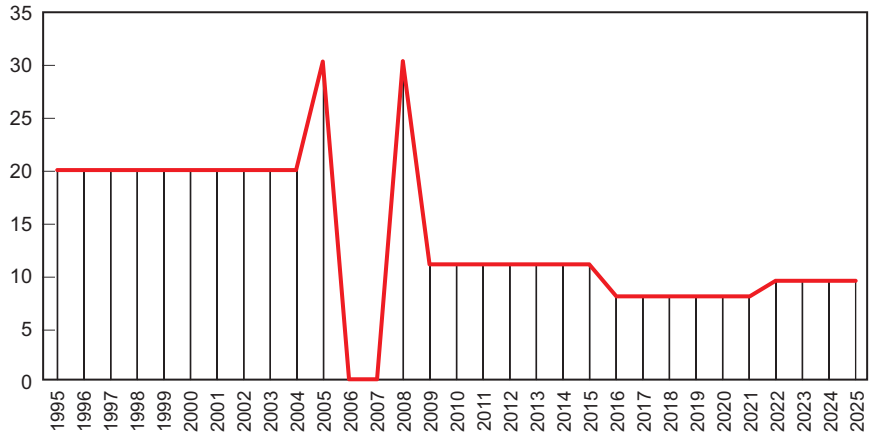


Рис. 5. Минимальное значение мощности ТЭД за год, кВт

с расширением спектра моделей, в частности с появлением класса сверхбюджетных электромобилей для перемещения внутри города, таких как китайский Wuling Hongguang Mini, французский Renault Twizy и итальянский мини-фургон Piaggio Porter. Вот на этом сравнении трендов связь уже заметна [3].

При этом стоит сравнить среднегодовые значения мощности для более широкого понимания ситуации в отрасли. Из графиков на рис. 6 и 7 видно, что рост показателей начиная со снижением технологической волатильности рынка в 2010 г. идет равномерно, а резкое снижение в 2017 г. объясняется выходом на рынок ряда моделей сверхбюджетных электромобилей.

Однако уже на следующий год ситуация снова возвращается в общую канву траектории развития, об этом же говорит то, что на графике годовых медианных



Рис. 6. Среднее и медианное годовые значения мощности ЭСУ по годам



Рис. 7. Среднее и медианное годовые значения емкости ТАКБ по годам

значений этого падения нет, как нет и пика высокой емкости из-за RAV4 EV в середине 90-х годов, однако есть значительное снижение показателей в период с 2011 по 2015 гг. Это связано с тем, что в то время активно выходили различные комплектации Nissan Leaf, которые оказывали значительное влияние на годовую медианную величину [4].



Рис. 8. Сравнение среднегодовых значений мощности и емкости электромобилей

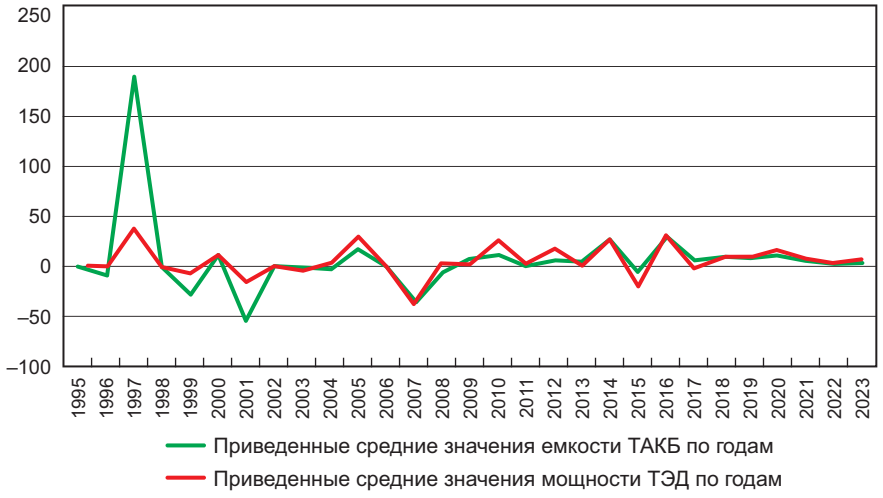


Рис. 9. Сравнение приведенных темпов роста средних значений

Прямое сравнение говорит о 10-кратном росте для среднего значения, и 8-кратном росте для медианного значения мощности силовой установки и росте в 5,7—5,8 раз для средних и медианных значений емкости ТАКБ.

Среднегодовые значения подтверждают выводы, сделанные ранее, что видно на рис. 8. При сравнении среднегодовых показателей видно, что рост мощности количественно опережает рост емкости аккумуляторных батарей, однако приведен-

ные процентные показатели (рис. 9), говорят о том, что тенденции роста для обоих показателей держатся на одном уровне. Скорее всего, это будет продолжаться до появления новой технологии хранения электрической энергии, которая сможет сократить разрыв.

Отдельного исследования требует рынок тяжелого коммерческого и технологического электротранспорта. Сбор информации по таким моделям затруднен, кроме того, их показатели и характеристики значительно отличаются от легкового транспорта, поэтому они не были включены в исследование. Но при этом отрасль электротранспорта наиболее развита, и до недавнего времени была в большей мере представлена на территории России именно такими моделями, в том числе городской электротранспорт (троллейбусы и электробусы), а также технологический электротранспорт конструкции заводов Туламаш-Тарпан, Машиностроительный завод имени М.И. Калинина, Сарапульского электрогенераторного завода, а также ряд других предприятий [5—7].

Заключение

Россия имеет большие перспективы для входа на рынок электромобилей, что доказывает активно развивающееся направление электробусов. Однако для этого необходимо догнать предприятия, которые занимаются проектированием моделей еще с конца 90-х годов и уже с начала 2010-х серийно выпускают массовые продукты в этой отрасли.

Значительное влияние на электротранспорт, его эксплуатацию и производство оказывают государственные институты поддержки и ограничений, принятые сегодня меры поддержки производителей электромобилей дадут свой результат через 5 лет в виде опытных образцов и через 10—15 лет — в виде запуска серийного производства.

Мировой старт гонки технологий электромобилей был дан в 2010 году и вошел в активную фазу уже в 2014 г. после полного затишья в 2006 и 2007 гг. Сегодня российским производителям стоит перенимать опыт передовых предприятий.

На сегодняшний день электродвигатели развиваются более высокими темпами, чем системы накопления электроэнергии. Поэтому существует ожидание новой прорывной технологии, которая позволит сделать качественный шаг вперед для электромобилей. Здесь важно понимать, что не только емкость батарей должна быть увеличена, также необходимо провести работу над удельной емкостью, ценой, скоростью зарядки и сроком службы ТАКБ.

При этом минимальные показатели практически не изменились и даже в некоторые года стали ниже, чем до гонки технологий, что говорит о том, что субкомпактные, сверхбюджетные электромобили востребованы, в первую очередь, из-за низкой цены. А те автомобили, которые когда-то были недоступны из-за цены

и были авангардом электромобилей, теперь являются рядовым предложением на уровне или даже ниже среднего электромобиля, представленного на рынке.

Модели электромобилей, которые выпускаются на текущий момент, в среднем имеют возраст, без учета поколений и смены комплектаций, 3—3,5 года. При этом дольше всего держатся Mitsubishi i-Mi и Nissan Leaf, которые представлены на рынке уже 14 лет. Однако ровно половину от всего исследуемого периода (16 лет) находится в производстве итальянский сверхкомпактный фургон Piaggio Porter, обладая маломощным двигателем на 11 кВт и аккумулятором на 17 кВт, что немногим больше чем у моделей, выпускавшихся до 2004 года, кроме Toyota RAV4, который даже тогда обладал внушительной емкостью в 95 кВт · ч. Причем этот грузовичок дает нам право говорить о том, что такие модели очень актуальны, в подтверждение чего говорит рост числа маломощных электромобилей начиная с 2015 года и до сих пор.

За весь период средний срок выпуска модели на рынок составлял 5 лет. Если опираться на эту статистику, то это говорит о том, что модели, которые выпускаются сегодня, имеют высокие шансы пропасть с рынка в ближайшие два года, однако тот факт, что сегодня производители постепенно приходят к моделям электромобилей, выстроенных на одной базе, что уже давно применяется для автомобилей на ДВС, говорит нам о более долгих планах автопроизводителей для своих моделей с электрической энергосиловой установкой, а значит, можно ожидать появления большего числа моделей электромобилей, которые представлены на рынке непрерывно более 10 лет, сегодня таких моделей всего 12 из более чем 300 различных.

Сами компании-производители, в свою очередь, имели хотя бы один электромобиль в списке своих моделей в среднем 8 из 30 лет. При этом максимальное присутствие на рынке закрепили за собой французские производители Citroen и Peugeot, которые имели хотя бы одну модель в течении 25 лет. Непрерывное производство электромобилей с учетом того что два года электромобили серийно не выпускались на одном заводе, ограничено 16-ю годами, такого значения достигли только американские производители Ford и Tesla, при этом из 30 лет Ford производил электромобили 22 года, что следует сразу за французскими марками.

Среднегодовое изменение показателей мощности и емкости электромобилей имеет стабильный рост в обоих случаях, производители ждут прорывной технологии, но и без этого шаг за шагом повышают показатели. Однако если Россия хочет занять свое значимое место в этой отрасли, то необходимо вкладываться не только в планомерное и устойчивое развитие, но и пытаться развивать рисковые проекты, которые могут стать тем самым прорывом, который ждут во всем мире. Качественный скачок вроде того, каким стали литий-ионные батареи относительно свинцово-кислотных батарей, не принесли значимого прорыва, так как сам производитель и клиенты не хотели этого. Сейчас потребность есть с обеих сторон и такое же качественное отличие может стать огромным конкурентным преимуществом.

Список использованных источников

1. **Iulia V., Loránd S.** A Brief History of Electric Vehicles // J. Comput. Sci. Control. Syst. 2022. 15. 19—26.
2. **Каталог** автомобилей. [Электронный ресурс] Авто.ру : [сайт]. — URL: auto.ru/catalog (Дата обращения: 15.10.2024).
3. **Каталог** автомобилей. [Электронный ресурс] Дром.ру : [сайт]. — URL: www.drom.ru/catalog (Дата обращения: 15.10.2024).
4. **Boschert S.** Plug-in Hybrids: The Cars that Will Recharge America. Gabriola Island BC : New Society Publishers, 2006. 231 p.
5. **Филькин Н.М., Музафаров Р.С., Музафаров Э.Р.** Анализ нормативной литературы для определения понятия технологического транспорта // Современная наука: традиции и инновации: Сборник научных статей по итогам VI молодежного конкурса научных работ. — Волгоград: Научный издательский центр «Абсолют», 2022. С. 62—69.
6. **Филькин Н.М., Музафаров Р.С., Музафаров Э.Р.** Анализ конструкций навесного оборудования для вилочного погрузчика // Современная наука: традиции и инновации : Сборник научных статей по итогам VI молодежного конкурса научных работ. — Волгоград : Научный издательский центр «Абсолют», 2022. С. 56—61.
7. **Музафаров Э.Р.** Конструктивные особенности навесного оборудования для электротранспорта // Автомобилестроение: проектирование, конструирование, расчет и технологии ремонта и производства : Материалы VI всероссийской научно-практической конференции, Ижевск, 28—29 апреля 2022 года / под ред. Н.М. Филькина; Председатель оргкомитета Н.М. Филькин, Члены оргкомитета А.В. Щенятский, Р.С. Музафаров. — Ижевск: Ижевский государственный технический университет имени М.Т. Калашникова, 2022. С. 141—145.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИНДЕКСА SPI ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ДИНАМИКИ ШТОРМОВОЙ АКТИВНОСТИ В НЕКОТОРЫХ МОРЯХ РОССИИ

Мысленков С.А., к.ф-м.н., с.н.с., stassas@yandex.ru,
Географический факультет МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва

Ключевые слова: индекс SPI, ветровые волны, моделирование волнения, Азовское море, моря восточной Арктики, возобновляемые источники энергии.

Данная работа направлена на исследование возможности использования индекса SPI (Storm Power Index) для расчетов, связанных с оценками динамики штормовой активности и потенциала волновой энергии в морях России. Данные о параметрах ветрового волнения получены на основе спектральной модели WAVEWATCHIII. Расчеты индекса SPI выполнены для Азовского моря, моря Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского морей. Получены оценки изменчивости индекса SPI для исследуемых морей. Индекс SPI при расчете для штормов с высотой значительных волн более 2 м больше зависит от продолжительности штормов, чем от высоты волн.

Работа выполнена за счет гранта РНФ (проект № 23-17-00087).

Введение

Глобальные изменения в климатической системе находят свое отражение и в региональных изменениях гидрометеорологического режима в морях России. Например, в Азовском море за последние 30—40 лет наблюдается значительное уменьшение средней скорости ветра, рост температуры воздуха, а также существенно уменьшилась ледовитость [2, 17]. За последние 20—30 лет в Арктике наблюдается увеличение температуры воды и воздуха, сокращение площади льдов, устойчивый тренд на увеличение продолжительности безледного периода [1, 4, 12]. Следовательно, эти изменения должны влиять на пространственно-временную изменчивость параметров ветрового волнения и волновой энергии.

В последние годы были получены важные результаты о распределении параметров ветрового волнения и волновой энергии в морях России на основе данных математического моделирования [2, 5, 6, 7, 10, 14, 16, 17]. Также опубликован ряд работ с оценками динамики штормовой активности за последние годы [9]. Показано, что в Карском море и морях восточного сектора российской Арктики наблюдаются значимые положительные тренды для количества штормов [8].

Однако в данных работах для анализа многолетней динамики штормовой активности в основном используются среднегодовые или максимальные значения параметров волн, либо количество отдельных событий — штормов, рассчитанное по методике выхода за пороговое значение (Peak Over Threshold). Представляется важным проводить анализ штормовой активности с использованием индекса SPI (Storm Power Index), который позволяет оценить «энергетику» шторма, учитывая одновременно и высоту волн, и продолжительность события.

Исследование параметров ветрового волнения и оценки потенциала волновой энергии имеют очень важное значение при выборе наиболее перспективных мест размещения волновых энергетических установок, их проектирования, разработок решений по сезонному использованию установок и др. Также важным аспектом является обеспечение живучести волновых преобразователей в случае экстремальных штормовых условий. Индекс SPI позволяет оценивать предполагаемый потенциал волновой энергии и его изменчивость во времени. Также при расчете индекса есть возможность задать минимальную высоту волн, при которой предполагаемая установка начнет вырабатывать энергию. Максимальная возможная высота волн, которая учитывается при проектировании волновых преобразователей, также может быть рассчитана по данным волновых моделей.

В данной работе на основе результатов математического моделирования выполнены расчеты и анализ индекса SPI для Азовского моря, моря Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского морей.

Данные и методы

Для анализа параметров ветрового волнения использовались результаты расчетов, полученные ранее [9, 11]. Расчеты проводились с использованием модели WAVEWATCHIII и данных о ветре и концентрации льда из реанализа NCEP/CFSR/CFSv2. Использованы данные о параметрах волнения в море Лаптевых, Чукотском и Восточно-Сибирском морях за период с 1979 по 2021 гг. и для Азовского моря с 1982 по 2020 г. Из результатов моделирования были получены данные о высоте значительных волн с шагом 3 часа для каждого узла вычислительной сетки на акватории исследуемых морей.

Для анализа повторяемости штормов использована методика Peak Over Threshold (POT), которая ранее успешно применялась для анализа штормовой активности морей России [8, 9]. Методика расчета основана на задании критерия (в нашем случае выбраны критерии высоты волн более 2 и 3 м) и проведении подсчета количества переходов исследуемой величины через критерий. Продолжительность шторма вычисляется как разность между временем конца и начала события. Отдельные шторма выделялись, если время между последовательными событиями превышения критерия превышало 9 часов. Подсчет штормов проводился сразу для всей акватории каждого морей, согласно их официальным границам (рис. 1).

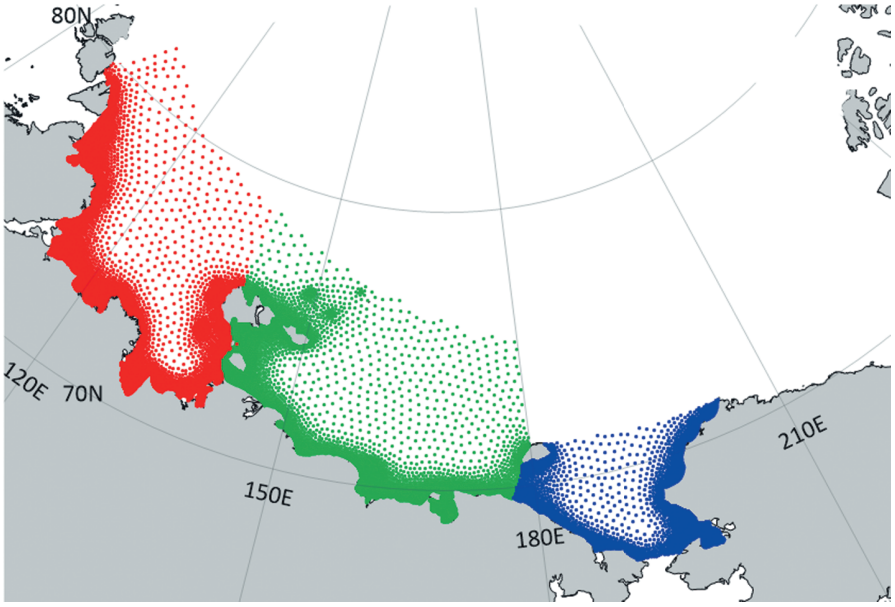


Рис. 1. Узлы вычислительной сетки для анализа повторяемости штормового волнения. Море Лаптевых (красные точки), Восточно-Сибирское море (зеленые точки), Чукотское море (синие точки)

Также для всех штормов с высотой волн более 2 м был рассчитан индекс силы шторма SPI (Storm Power Index), используемый в работах [13, 15] и рассчитываемый как

$$\mathrm{SPI} = Hs^2 \mathrm{Time}, \qquad (1)$$

где *Hs* — высота значительных волн, а Time — продолжительность шторма в часах.

Так как в индекс входит квадрат высоты волны, то индекс пропорционален волновой энергии, а умножение на время позволяет оценить полную «энергетику» шторма или количество возможной энергии исследуемых событий. В индексе SPI одновременно учитывается и высота волн, и продолжительность события, что облегчает анализ межгодовой динамики штормовой активности. В общем случае индекс SPI может рассчитываться для любого порогового значения по высоте волн.

В нашем случае индекс SPI применялся для оценки штормовой активности, поэтому был выбран минимальный критерий в 2 м, который в целом соответствует критерию статистически значимого события для исследуемых акваторий (выход переменной за уровень 3 сигмы). Так как поиск штормов по методу POT производится не для одной точки, а для акватории моря, то и для индекса SPI берется максимальное значение *Hs* на акватории за конкретный момент времени.

Результаты

Рассмотрим динамику количества штормов в Азовском море. Количество штормов, их суммарная продолжительность и индекс SPI с 1982 по 2020 гг. представлены на рис. 2. Для штормов с высотой волн более 2 м максимум наблюдался в 1987 году (22 случая), а минимум (4 случая) в 2019 году.

Тренд отрицательный и значимый (p-value = 0,03). Присутствует высокая межгодовая изменчивость: количество штормов двух последовательных лет может меняться в 2—3 раза. Для штормов с высотой волн более 2,5 м тренд отсутствует, данные шторма наблюдаются не каждый год, максимальное их количество не более 5 случаев в год. Продолжительность штормов с высотой волн более 2 м составляет от 1,6 до 13 суток в год (в среднем около 5,5 суток). Индекс SPI (рассчитанный для событий с высотой волн более 2 м) меняется в широких пределах — от 140 до 1540 $м^2 \cdot ч$. Максимальные значения как для продолжительности, так и для индекса SPI в 2014 году. Тренды для продолжительности и для индекса SPI отрицательные

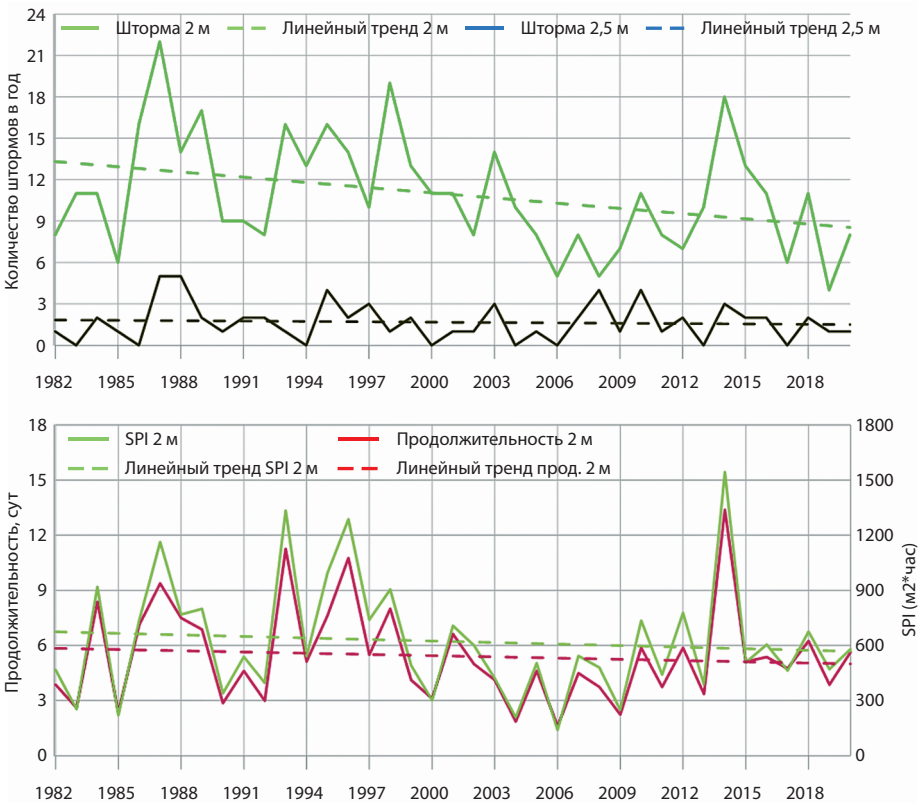


Рис. 2. Количество, продолжительность штормов и индекс SPI в Азовском море с 1982 по 2020 годы

и незначимые. Индекс SPI зависит прежде всего от продолжительности штормов, что связано с малой вариативностью высот волн в Азовском море. Так, даже высота волн 2 м является довольно редким событием, соответственно волны с большей высотой появляются довольно редко.

Анализ количества штормов для акватории моря Лаптевых с 1979 по 2021 года представлен на рис. 3. Среднее количество штормов с высотой волн более 2 м составляет 23, а для высоты более 3 м — около 8 в год. Средняя суммарная за год продолжительность штормов с высотой волн более 2 м составляет 33 сут., для штормов более 3 м — 7 сут. Линейные тренды для продолжительности и количества штормов положительны. Однако значимый тренд получен только для критерия более 2 м. Индекс SPI для штормов с высотой волн более 2 м также имеет положительный тренд и увеличился с 3000 до 9000 $м^2 \cdot ч$ за исследуемый период. Индекс SPI также сильно связан с продолжительностью, однако тренд для индекса имеет больший наклон. Влияние роста высоты волн прослеживается в индексе SPI.

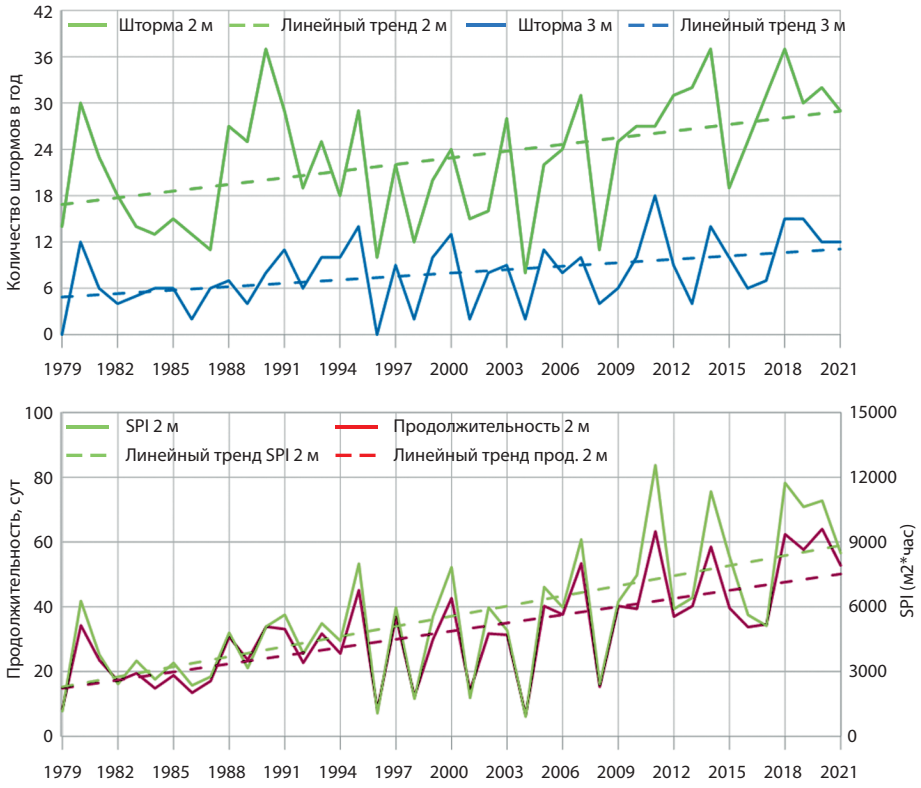


Рис. 3. Количество, продолжительность штормов и индекс SPI в море Лаптевых с 1979 по 2021 годы

На рис. 4 представлено изменение количества и продолжительности штормов в Восточно-Сибирском море. Среднее количество штормов с высотой волн более 2 м составляет 21, а для высоты более 3 м — около 9 (рис. 4) в год. Линейные тренды для всех критериев по количеству штормов положительные и значимы.

Средняя суммарная продолжительность штормов с высотой волн более 2 м составляет 37 сут. в год, для штормов более 3 м — 9 сут. Линейные тренды для продолжительности и количества штормов положительны, но не значимы. Индекс SPI для штормов с высотой волн более 2 м также имеет положительный тренд и увеличился с 2000 до 14 000 $м^2 \cdot ч$ за исследуемый период. т.е. рост индекса и, следовательно, волновой энергии, приблизительно в 7 раз. Это связано с увеличением продолжительности безледного периода и увеличением высоты волн в штормах.

В Чукотском море среднее количество штормов с высотой волн более 2 м составляет 43, для высоты более 3 м — около 24 (рис. 5). Количество штормов в Чукотском море существенно больше, чем в других рассматриваемых морях, что связано с большей продолжительностью безледного периода в этом море. Средняя

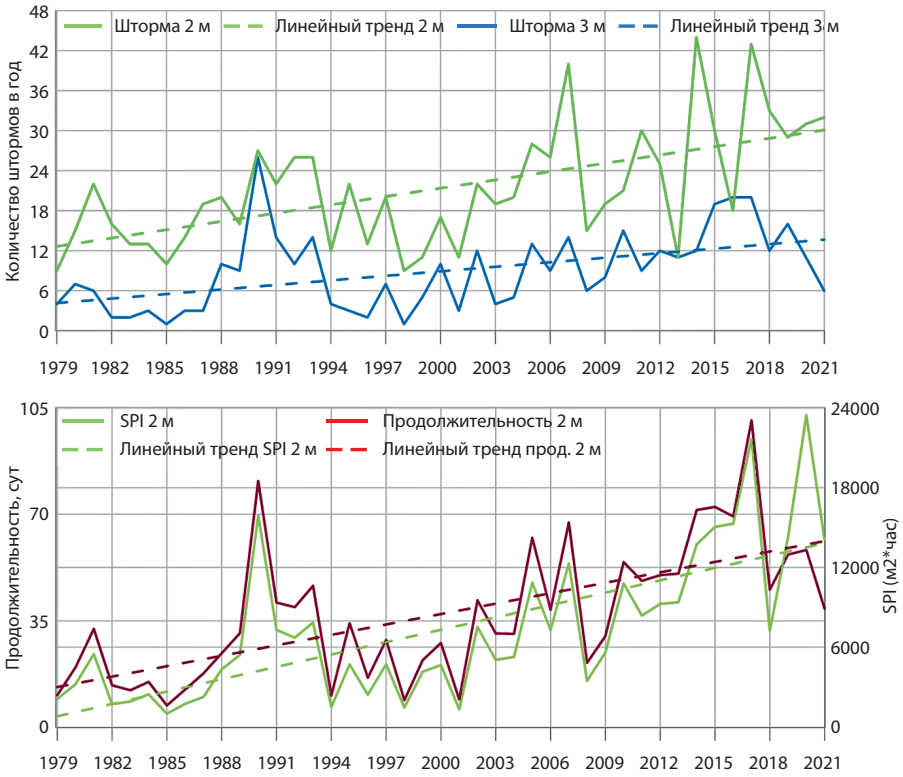


Рис. 4. Количество, продолжительность штормов и индекс SPI в Восточно-Сибирском море с 1979 по 2021 годы

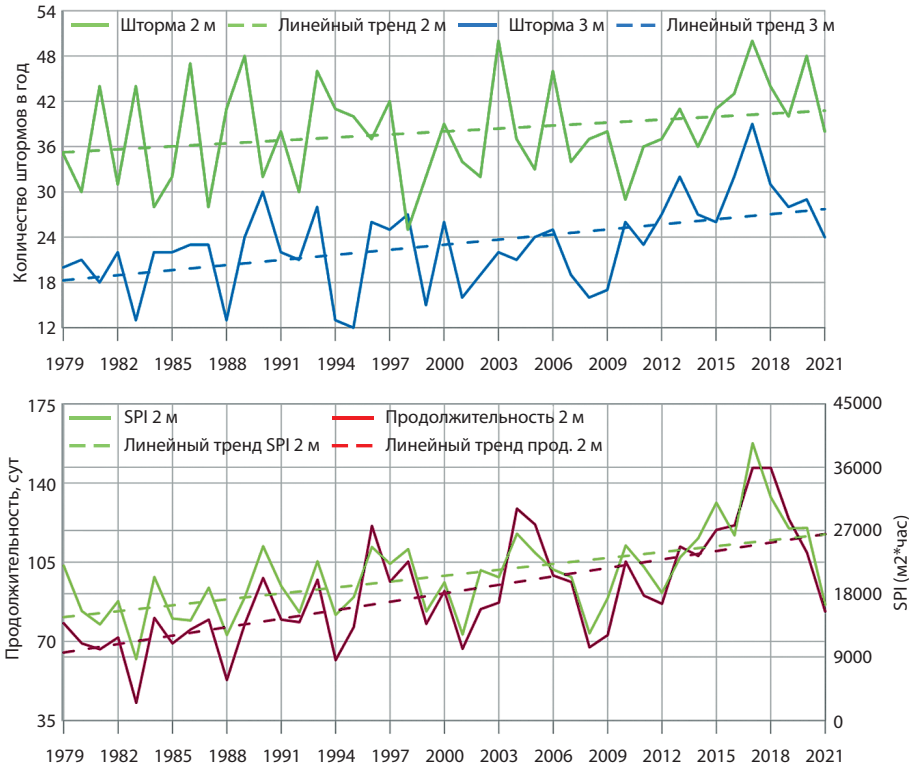


Рис. 5. Количество, продолжительность штормов и индекс SPI в Чукотском море с 1979 по 2021 год

суммарная за год продолжительность штормов с высотой волн более 2 м составляет 111 сут., для штормов более 3 м — 39 сут. Линейные тренды для продолжительности, и количества штормов положительны и значимы для критериев 2—3 м. Индекс SPI для штормов с высотой волн более 2 м также имеет положительный тренд и увеличился с 16 000 до 27 000 $м^2 \cdot ч$ за исследуемый период. Индекс SPI показывает, что за счет большей продолжительности и большего количества штормов волновой энергии в Чукотском море на порядок больше, чем в море Лаптевых и Восточно-Сибирском море.

Заключение

При помощи волновой модели WAVEWATCH III выполнены оценки количества штормов с высотой волн 2—3 м и их продолжительности для моря Лаптевых, Восточно-Сибирского, Чукотского и Азовского морей. Выполнен анализ межгодовой изменчивости количества штормов, продолжительности штормов и индекса SPI.

В Азовском море наблюдается значимый отрицательный тренд для штормов с высотой волн более 2 м. Межгодовая изменчивость индекса SPI очень значительна. В морях восточного сектора российской Арктики наблюдаются положительные и значимые тренды для количества штормов, их продолжительности и индекса SPI. С 1979 по 2021 год количество штормов в море Лаптевых и Восточно-Сибирском море увеличилось приблизительно в два раза. В Чукотском море рост присутствует, но менее значительный. Индекс SPI в среднем к концу рассматриваемого периода достиг 9000 $м^2 \cdot ч$ в море Лаптевых, 14 000 $м^2 \cdot ч$ в Восточно-Сибирском море и 27 000 $м^2 \cdot ч$ в Чукотском море.

Список использованных источников

1. **Изменения** климата Арктики при глобальном потеплении / Г.В. Алексеев, В.Ф. Радионов, Е.И. Александров и др. // Проблемы Арктики и Антарктики. 2015. № 1 (103). С. 33—41.
2. **Оценка** потенциала волновой энергии прибрежной акватории полуострова Крым / В.С. Архипкин, А.Г. Васьков, С.В. Киселева и др. // Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. 2015. № 20. С. 25—35.
3. **Бердников С.В., Дашкевич Л.В., Кулыгин В.В.** Климатические условия и гидрологический режим Азовского моря в XX — начале XXI вв. // Водные биоресурсы и среда обитания. 2019. Т. 2. № 2. С. 7—19.
4. **Изменение** гидрологических условий в Баренцевом море как индикатор климатических трендов в евразийской Арктике в XXI веке / В.В. Иванов, В.С. Архипкин, Е.М. Лемешко и др. // Вестник Московского университета. Серия 5: География, 1 (2022). С. 13—25.
5. **Сезонная** и межгодовая изменчивость потока волновой энергии в Баренцевом море / С.А. Мысленков, Е.В. Столярова, М.Ю. Маркина и др. // Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. 2017. № 19—21 (231—233). С. 36—48.
6. **Исследование** ресурсов энергии волн в акватории Баренцева моря / С.А. Мысленков, М.Ю. Маркина, С.В. Киселева и др. // Теплоэнергетика. 2018. № 7. С. 5—15.
7. **Мысленков С.А., Медведева А.Ю.** Оценка ресурсов волновой энергии Балтийского моря и прибрежной зоны Калининградской области // Фундаментальная и прикладная геофизика. 2019. Т. 12. С. 34—42.
8. **Рост** штормовой активности в Карском море с 1979 по 2019 г. по данным моделирования / С.А. Мысленков, В.С. Платонов, К.П. Сильвестрова, С.А. Добролюбов // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле. 498. 2 (2021). 175—182.
9. **Мысленков С.А., Круглова Е.Е., Багатинский В.А.** Повторяемость штормового волнения в море Лаптевых, Восточно-Сибирском и Чукотском морях // Гидрометеорологические исследования и прогнозы. 2024. № 1 (391). С. 41—55.
10. **Изменчивость** гидрометеорологического режима морей восточного сектора Арктики (Восточно-сибирское, Чукотское) в современный период / В.В. Плотников, А.Н. Вражкин, Л.И. Мезенцева и др. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 7. С. 103—115.

11. **Рыбалко А.Д., Мысленков С.А., Архипкин В.С.** Использование классификации для анализа сезонной изменчивости спектров ветрового волнения в Черном и Азовском морях // Гидрометеорологические исследования и прогнозы. 2024. № 1 (391). С. 24—40.
12. **Шалина Е.В.** Изменение ледовитости Северных морей России и оценка доступности Северного морского пути по данным спутникового мониторинга // Исследование Земли из космоса. 2015. № 4. С. 67.
13. **Amarouche K., Akpınar A.** Increasing Trend on Storm Wave Intensity in the Western Mediterranean. Climate. 2021. 9. 11.
14. **Cabral I.S., Young I.R., Toffoli A.** Long-Term and Seasonal Variability of Wind and Wave Extremes in the Arctic Ocean //Front. Mar. Sci, 2022. V. 9. P. 80. DOI: 10.3389/fmars.2022.802022
15. **Dolan R., Davis E.** An intensity scale for Atlantic coast northeast storms // J. Coast. Res. 1992. 8. 840—853.
16. **Sharmar V., Markina M.** Evaluation of interdecadal trends in sea ice, surface winds and ocean waves in the Arctic in 1980—2019 // Russian Journal of Earth Sciences. 2021. 21(2). 1—11. https://doi.org/10.2205/2020ES000741.
17. **Yaitskaya N.** The Wave Climate of the Sea of Azov // Water. 2022. 14. 555.

ПРЕДПОСЫЛКИ РАЗВИТИЯ ВЕТРОВОЙ И СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Прутских М.С., аспирант, maxim.prutskikh@yandex.ru,
Ермоленко Б.В., канд. техн. наук, доцент, bermol@mail.ru,
Рожкова Т.В., магистр, tania19.01@yandex.ru,
факультет биотехнологии и промышленной экологии РХТУ им. Д.И. Менделеева, Москва

Ключевые слова: возобновляемая энергетика, потенциалы, энергетические, ресурсосбережения, экологические, экономические, понятия, обоснование инвестиций.

Рассмотрены основные подходы к анализу предпосылок развития возобновляемой энергетики в различных регионах страны. Описаны возможности применения разработанной на кафедре промышленной экологии РХТУ им. Д.И. Менделеева системы энергетических, ресурсосберегающих, экологических и экономических потенциалов возобновляемых источников и информационно-вычислительной системы для их оценки. Рассмотрены основные предпосылки перехода к альтернативной низкоуглеродной энергетике на территории Арктической зоны Российской Федерации. На примере нескольких северных регионов проведена оценка электроэнергетических потенциалов солнечной и ветровой энергии, показана одна из возможностей применения их остальных видов.

Одной из насущных проблем российской энергетической отрасли является развитие возобновляемой энергетики в различных регионах страны. Разработка региональных программ развития централизованных, распределенных и локальных систем энергоснабжения с использованием ВИЭ, выбор направлений инвестирования средств в эти программы и в отдельные инвестиционные проекты требуют проведения тщательного эколого-экономического обоснования принимаемых решений.

Подходы и инструменты эколого-экономического обоснования развития возобновляемой энергетики

Процесс решения вопроса о создании таких систем на определенных территориях можно условно разделить на три основных этапа:

– *выявление и анализ предпосылок* прихода возобновляемой энергетики в энергетический сектор рассматриваемого региона;

– *оценка потенциальных возможностей* использования имеющихся в регионе возобновляемых источников энергии;

– *выбор, эколого-экономическое обоснование и оптимизация проектных* решений в области возобновляемой энергетики на стадии обоснования инвестиций.

Первый этап предполагает изучение имеющейся в интернете (в открытом доступе) официальной, справочной, статистической, научной и другой информации об экономических, экологических, демографических, социально-экономических, природно-климатических и других особенностях рассматриваемой территории, указывающих на желательность (необходимость) использования на ней определенных видов ВИЭ. Какие показатели используются?

Для реализации второго и третьего этапов на кафедре промышленной экологии Российского химико-технологического университета имени Д.И. Менделеева разработана система энергетических, ресурсосберегающих, экологических и экономических потенциалов [1] и информационно-вычислительная система (ИВС) для их оценки, хранения и анализа. На настоящий момент рассматриваемые виды ВИЭ — это энергия ветра, солнца и различных видов биоэнергетических ресурсов.

Оценка электроэнергетических, теплоэнергетических и топливных потенциалов позволяет решить вопрос о возможности или невозможности применения рассматриваемых возобновляемых источников для энергоснабжения потребителей в районе их размещения.

Информация об уровне ресурсосберегающих, экологических и экономических потенциалов различных объектов генерации рассматриваемых видов ВИЭ может быть использована для выбора и эколого-экономического обоснования структуры и состава оборудования проектируемых систем энергоснабжения.

Первая очередь ИВС была ориентирована на использование программной среды Excel и языка программирования Python. Для оценки суточных, месячных и годовых энергетических потенциалов энергии ветра (для 4-х различных по высоте и мощности ветроустановок) и солнца (для 1-го вида ФЭП) использовалась информация базы данных NASA SSE (1983—2005 гг.). Ресурсосберегающие, экологические и экономические потенциалы оценивались в годовом исчислении исходя из замещения энергии каменного угля, мазута, природного газа и дизельного топлива на энергию ветра и солнца в соответствии с рассчитанными энергетическими потенциалами. Расчеты всех потенциалов проводились в 3506 узлах географической сетки на территории Российской Федерации с шагом 1 × 1 градус. На разработанную в рамках ИВС базу данных получено свидетельство о ее государственной регистрации в Федеральной службе РОСПАТЕНТ [2].

Изменение климатических условий на планете привело к устареванию исходной метеорологической информации базы данных NASA SSE, а следовательно, и результатов оценки потенциалов. Активизировалась деятельность по расширению использования ветроэнергетических установок (ВЭУ) и солнечных

фотоэлектрических панелей (ФЭП) как централизованных, так и в распределенных и локальных системах энергоснабжения. Необходимость более надежного и экономически эффективного обеспечения почасовых графиков нагрузки потребовала проведения оценки энергетических потенциалов с почасовой суточной дифференциацией и с более мелким шагом на географической сетке страны. Такая возможность представилась с появлением новой метеорологической базы данных — NASA POWER, позволяющей скачивать почасовую статистическую информацию о скоростях ветра и инсоляции с произвольным шагом за период с начала 2013 года до настоящего времени.

Вторая очередь разрабатываемой информационно-вычислительной системы базируется на использовании языков программирования Python и SQL и предусматривает:

– скачивание из новой базы данных статистической информации о скоростях ветра и инсоляции для каждого часа суток каждого месяца каждого года начиная с 2013 года в узлах географической сетки территории страны с шагом 0,25 градуса (27,8 км) по меридиану и 0,5 градусов ($55{,}6 \cdot \cos\varphi$, где φ — широта местности, 22,4 км на широте полярного круга) по параллели (около 60 000 узлов);

– оценку энергетических потенциалов различных видов ветроэнергетических установок с использованием функции распределения Вейбулла и прямым методом;

– оценку энергетических потенциалов различных видов фотоэлектрических панелей с горизонтальной и произвольной ориентацией;

– оценку ресурсосберегающих, экологических и экономических потенциалов при замещении традиционных источников энергии, работающих на природном газе (натуральном и сжиженном), углях разных месторождений, разных видах мазута и дизельного топлива;

– хранение как исходной статистической информации, так и результатов расчета;

– хранение технико-экономической информации о генерирующем и другом оборудование ветровой и солнечной энергетики;

– хранение экономических, технических и экологических показателей использования различных видов топлива;

– организацию поиска, анализа и использования для решения различных задач всех хранящихся в базе данных.

Разработана информационно-вычислительная система, позволяющая оценить все виды потенциалов энергетического использования, твердых коммунальных, древесных, растительных отходов сельского хозяйства и пищевой промышленности, продуктов жизнедеятельности сельскохозяйственных животных, птицеводства. Находится на стадии регистрации база данных о потенциалах этих видов биоэнергетических ресурсов.

Арктическая зона Российской Федерации

К настоящему моменту на кафедре проведен анализ предпосылок развития возобновляемой энергетики на территории Северо-Западного, Сибирского и Дальневосточного федеральных округов. Особый интерес был проявлен к Арктической зоне Российской Федерации как региону с наиболее явно выраженной необходимостью и целесообразностью замещения физически и морально изношенных объектов тепловой энергетики, использующих ископаемое органическое топливо, на возобновляемые источники энергии. С помощью различных видов ВИЭ имело бы смысл осуществить и ликвидацию имеющихся и прогнозируемых региональных энергетических дефицитов.

Природно-климатические особенности Российской Арктики во многом определяют экономические, экологические и социально-экономические проблемы этого региона. В соответствии **с** российским законодательством, к Арктической зоне Российской Федерации относят:

– северные территории 5 субъектов федерации Северо-Западного федерального округа: Архангельская (9 муниципалитетов) и Мурманская области, все районы Ненецкого автономного округа, 6 муниципалитетов Республики Карелия и 4 муниципалитета Республики Коми;

– Ямало-Ненецкий автономный округ в составе Уральского федерального округа;

– на территории Сибирского федерального округа 4 северных муниципалитета Красноярского края;

– 13 муниципальных образований Республики Саха (Якутия) и Чукотский автономный округ, входящие в Дальневосточный федеральный округ.

На северных территориях в качестве одних из основных видов возобновляемых источников имеет смысл рассматривать ветровую и солнечную энергетику. Для оценки возможности их использования применяются электроэнергетические, теплоэнергетические и топливные потенциалы. Информационной основой эколого-экономического обоснования выбора направления инвестирования финансовых средств в возобновляемую энергетику можно считать ресурсосберегающие, экологические и экономические потенциалы ВИЭ, введенные для этих целей сотрудниками кафедры промышленной экологии РХТУ им. Д.И. Менделеева.

Экономические, экологические, социально-экономические и природные предпосылки развития возобновляемой энергетики в Арктической зоне Российской Федерации

Студентами и аспиратами кафедры был проведен детальный анализ таких предпосылок пока только на северных территориях Северо-Западного федерального округа, в Норильске, Таймырском Долгано-Ненецком, Туруханском, Эвенкийском районах Красноярского края, в республике Саха и на Чукотке.

Изучался состав и состояние энергетических объектов и генерирующего оборудования на этих территориях, виды и количество используемого в энергетических целях топлива, способы его доставки, влияние на качество окружающей среды, имеющиеся и потенциальные потребители энергии, демографическая ситуация, социально-экономические аспекты существования населения, негативные и позитивные природные факторы. Учитывая ограничения на объем публикации, материалы анализа по каждой из территорий в статье не приводятся. Ниже рассматриваются общие предпосылки к развитию возобновляемой энергетики в Арктической зоне страны.

Площадь территории Арктической зоны Российской Федерации составляет около 4,8 млн км^2 (28 % территории РФ), численность населения 2,6 млн человек (16 % от общей численности) и средняя плотность населения 0,54 чел/км^2**.** Она включает все российское побережье и острова Северного Ледовитого океана и его морей, а также весь север материковой части России.

Для всех этих регионов характерна низкая плотность населения, суровые климатические условия, удаленность от региональных энергосистем и поставщиков топлива, недостаточно развитая дорожная сеть, зачастую бездорожье, северный завоз топлива, осуществляемый в летнюю навигацию морским путем, а при необходимости и авиатранспортом, высокая стоимость доставки топлива, а следовательно, и себестоимость тепловой и электрической энергии, особая чувствительность окружающей среды к продуктам сжигания угля, мазута, дизельного топлива и древесины. Последние два вида топлива используются в качестве основного в изолированных поселениях.

Высокая себестоимость вырабатываемой энергии приводит к появлению ограничений на время использования электричества с соответствующими социальными последствиями и к необходимости предоставления значительных государственных и иных дотаций для снижения тарифов, по которым предприятия и население его покупают. Сжигание топлива приводит к загрязнению атмосферного воздуха оксидами азота, серы, углерода, золой и сажей. Твердые частицы сажи поглощают солнечное излучение, вызывают инфракрасную (тепловую) радиацию. Это способствует увеличению температуры атмосферного воздуха и оказывает воздействие на формирование и время жизни облаков, снижая при этом количество осадков и уровень отражения солнечной радиации. Осаждение черного углерода вызывает уменьшение отражающей способности снега и льда, увеличивает количество поглощенной солнечной энергии и, соответственно, ускорение их таяния [3, 4]. Развитие этих процессов не только разрушает природную среду северных территорий и приводит к нежелательным локальным климатическим изменениям, но создает и глобальные климатические проблемы. По оценкам ряда источников, от 15 до 30 % глобального потепления обусловлено именно эмиссией сажевых частиц [5].

Наличие в Арктике месторождений полезных ископаемых, добыча которых является достаточно энергоемким мероприятием, обостряет проблемы дефицита элект-

рической и тепловой энергии. При ориентации на традиционную углеродную энергетику увеличится потребность в необходимом для ее функционирования топливе, в финансовых затратах на его доставку, в инвестиционном капитале для создания новых генерирующих мощностей, ремонта и модернизации имеющегося энергетического оборудования, а также тепловых и электрических сетей. Естественно, что развитие топливной энергетики и самих процессов разработки месторождений не может не сказаться на уровне негативного воздействия на хрупкую природную среду северного региона. Активизация инвестирования средств в освоение природных богатств Арктики и в повышение значимости Северного морского пути в мировой логистической системе еще больше усугубит проблему дефицита энергии, ее экологической чистоты, экономической доступности для населения и бизнеса.

Эти особенности северных территорий и обусловили сдвиг стратегии развития энергетики Арктической зоны в сторону генерации, ориентированной на возобновляемые экологически чистые источники энергии. Специфика удаленных северных регионов с низкой плотностью населения сказывается на возможных направлениях развития возобновляемой энергетики. На территориях с крупными населенными пунктами, развитой инфраструктурой, наличием близлежащих поселений и различных энергоемких производственных объектов речь может идти об электростанциях, предназначенных для работы в изолированных энергосистемах, не имеющих электрических связей для параллельной работы с другими энергосистемами. В поселениях, удаленных друг от друга на значительные расстояния, энергоснабжение должно обеспечиваться на основе распределенных и локальных гибридных систем генерации энергии. Особенно привлекательным на северных территориях является использование энергии ветра и солнца.

По потенциалу ветровой энергии арктический регион объективно является самым привлекательным на планете. Близость к северному полюсу определяет главные закономерности радиационного режима, связанные с особенностями полярного дня и полярной ночи. В течение полярного дня земная поверхность, несмотря на малую высоту солнца, получает большое количество радиационного тепла, что является результатом значительной длительности солнечного сияния от 1000 до 1200 часов.

Оценка энергетических потенциалов использования ветровой и солнечной энергии на территории Арктической зоны Российской Федерации

Оценка электроэнергетических, теплоэнергетических и топливных потенциалов ветровых и солнечных энергетических установок проводилась для каждого часа суток каждого месяца, для суток каждого месяца, для каждого месяца года и для года в целом. Оценка велась в узлах географической сетки с шагом, рассмотренным выше.

Потенциалы энергии ветра оценивались для ветроустановок Gamesa G128-5.0 MW высотой 120 и 140 метров, Komaihaltec KWT 300 высотой 41,5 метр и Vergnet Gev MP R 275 высотой 30 метров. Оценка проводилась в расчете на одну установку.

В качестве примера расчета рассматриваются кривые почасовых для июня и января месяца и помесячных электроэнергетических потенциалов ветроэнергетических установок, у которых расстояние от земли до оси ротора составляют 120 и 42,5 м, а мощности — 5 и 300 кВт соответственно. Приводятся результаты расчетов, произведенных в Мурманской области (на Кольском полуострове) и на территории Республики Саха (Якутия) в южной и северной точках каждого из этих регионов.

Мурманская область. Для точек с географическими координатами 68° с.ш. 34° в.д. и 69° с.ш. 36° в.д., расположенных на территории Мурманской области, соответствующие кривые представлены на рис. 1, 2 и 3, 4.

Здесь и далее для почасовых потенциалов: ряд 1 — почасовой суточный потенциал июня месяца в точке 68° с.ш. 34° в.д.; ряд 2 — почасовой суточный потенциал июня месяца в точке 69° с.ш. 36° в.д. ряд 3 — почасовой суточный потенциал января месяца в точке 68° с.ш. 34° в.д.; ряд 4 — почасовой суточный потенциал января месяца в точке 69° с.ш. 36° в.д.

На этих и других рисунках для месячных потенциалов: ряд 1 — оценка в точке 68° с.ш. 34° в.д; ряд 2 — оценка в точке 69° с.ш. 36° в.д.

Республика Саха (Якутия). В качестве примера рассматриваются две точки с заданными географическими координатами 71° с.ш. 128° в.д и 72° с.ш. 129° в.д. Кривые почасовых электроэнергетических потенциалов приведены на рис. 5 и 6, а месячных — на рис. 7 и 8.

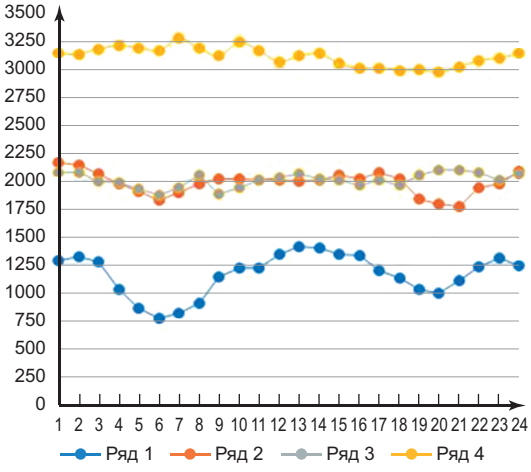


Рис. 1. Почасовой элекроэнергетический потенциал ВЭУ Gamesa G128-5.0 MW в Мурманской области, кВт

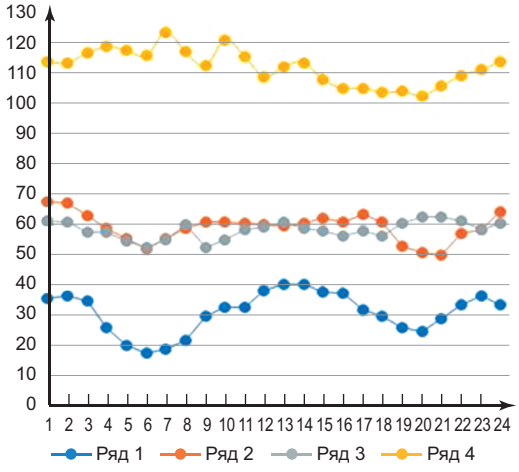


Рис. 2. Почасовой элекроэнергетический потенциал ВЭУ Komaihaltec KWT 300 в Мурманской области, кВт

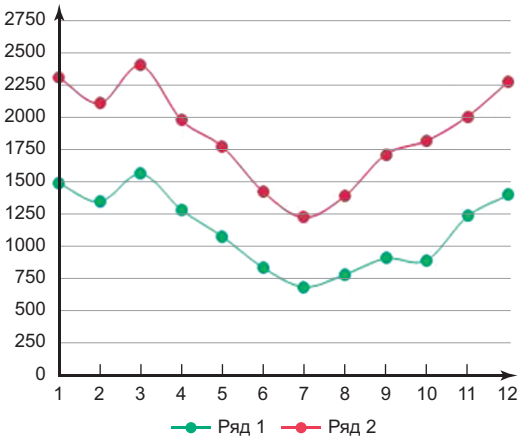


Рис. 3. Месячные элоектроэнергетические потенциалы ветроэнергетической установки Gamesa G128-5.0 MW на территории Мурманской области, кВт · ч/мес

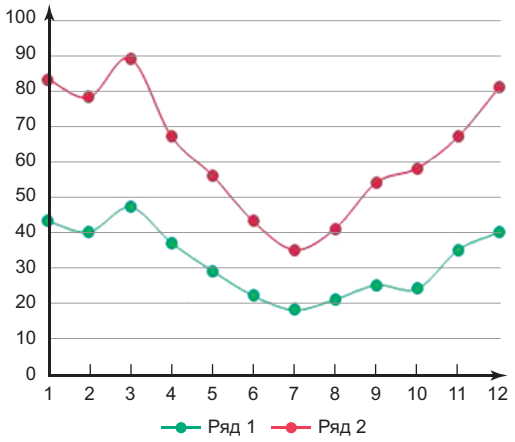


Рис. 4. Месячные электроэнергетические потенциалы ветроэнергетической установки Komaihaltec KWT 300 на территории Мурманской области, К, кВт · ч/мес

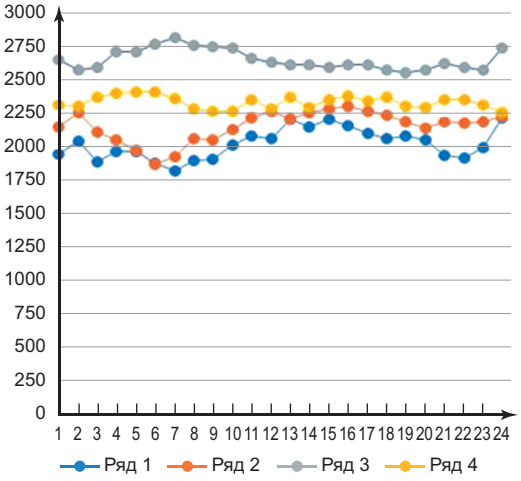


Рис. 5. Месячные элекроэнергетические потенциалы ветроэнергетической установки Gamesa G128-5.0 MW на территории Мурманской области, кВт · ч/мес

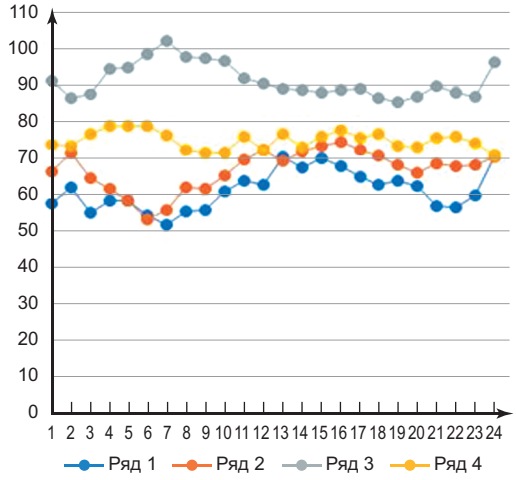


Рис. 6. Месячные электроэнергетические потенциалы ветроэнергетической установки Komaihaltec KWT 300 на территории Мурманской области, К, кВт · ч/мес

Потенциалы солнечной энергии оценивались на примере солнечной панели модели HVL-455/HJT в тех же точках, что и потенциалы ветроустановок. Номинальная мощность — 455 Вт, размеры: 2134 × 1051 × 35 мм, площадь — 2,24 м^2, КПД — до 24,3 %. В качестве примера рассматриваются почасовые и месячные электроэнергетические потенциалы в июне месяце при инсоляции на оптимально ориентированную поверхность площадью 1000 м^2 (рис. 9 и 10).

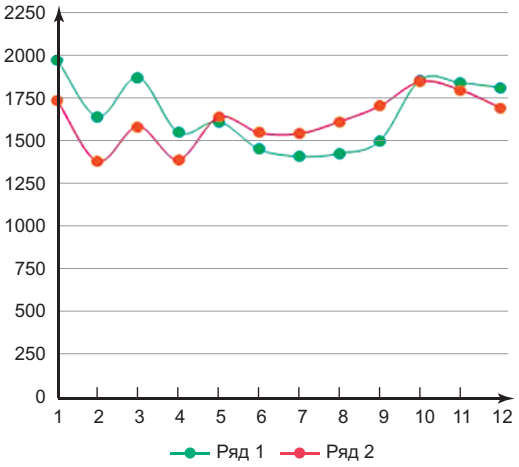


Рис. 7. Помесячные электроэнергетические потенциалы ВЭУ Gamesa G128-5.0 MW на территории Республики Саха (Якутия), кВт · ч/мес

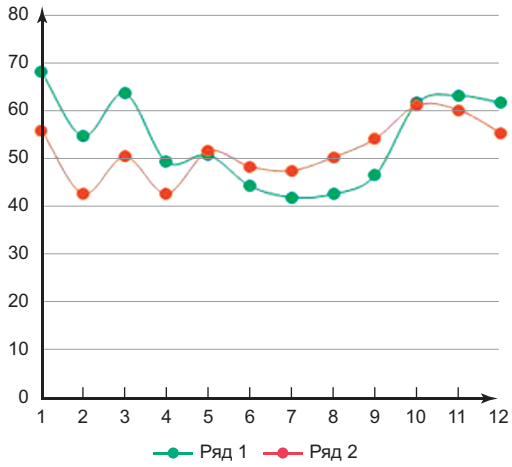


Рис. 8. Помесячные электроэнергетические потенциалы ВЭУ Komaihaltec KWT 300 на территории Ресбулики Саха (Якутия), кВт · ч/мес

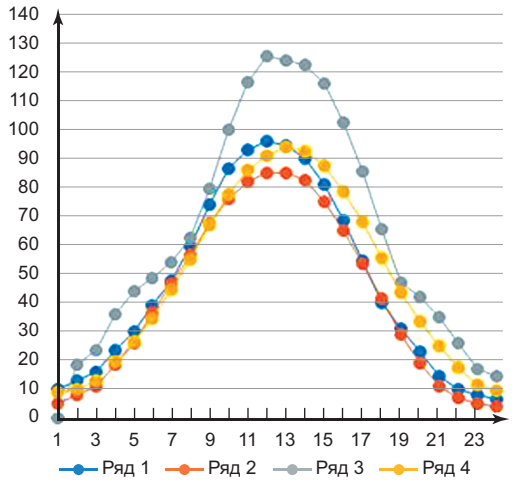


Рис. 9. Почасовые электроэнергетические потенциалы ФЭП HVL-455/HJT на территории Мурманский области и Республики Саха (Якутия) в июне месяце, кВт · ч/мес

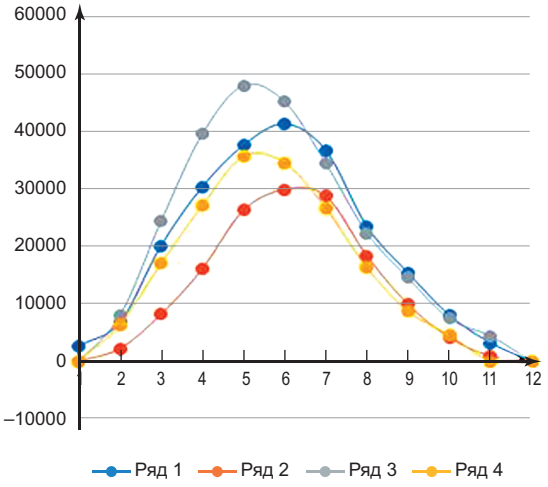


Рис. 10. Помесячные электроэнергетические потенциалы ФЭП HVL-455/HJT на территории Мурманский области и Республики Саха (Якутия), кВт · ч/1000 м^2

Представленные на рис. 9 почасовые суточные энергетические потенциалы июня месяца оценены в точках с координатами: 68° с.ш. 34° в.д — ряд 1; 69° с.ш. 36° в.д. — ряд 2; 71° с.ш. 128° в.д. — ряд 3; 72° с.ш. 129° в.д — ряд 4. Аналогично на рис. 10 обозначены и кривые месячных электроэнергетических потенциалов.

Оценка ресурсосберегающих, экологических и экономических потенциалов использования ветровой и солнечной энергии на территории Арктической зоны Российской Федерации

Имея информацию **о** величине электроэнергетических, теплоэнергетических и топливных потенциалах нетрудно оценить и значения ресурсосберегающих, экологических и экономических потенциалов ветровой и солнечной энергетики. В табл. 1 представлены результаты расчета таких потенциалов при заданных требования к производству электрической энергии.

Таблица 1. **Оценка потенциалов солнечной и ветровой энергетики**

Потенциал ВИЭ					
Наименование показателя	Единица измерения	Географические координаты			
		68° с.ш.	69° с.ш.	71° с.ш.	71° с.ш.
		34° в.д	36° в.д.	128° в.д.	128° в.д.
Выработка электроэнергии	млн кВт · ч/год	50	50	50	50
Электроэнергетический потенциал					
на 1 ВЭУ Gamesa G128-5/0MW	кВт · ч/ (1уст. · год)	13 675 432	17 588 119	19 922 589	19 454 475
на 1000 ФЭП HVL-455/HJT	кВт · ч/ (1уст. · год)	495	323	554	395
Количество энергетических установок					
ВЭУ Gamesa G128-5/0MW	уст.	3,7	2,8	2,5	2,6
ФЭП HVL-455/HJT	уст.	101 010	154 799	90 253	126 582
Ресурсосберегающий потенциал					
Уголь каменный	т/год	22 845			
Арктическое дизельное топливо	т/год	11 879			
Экологический потенциал (предотвращенные выбросы)					
Уголь каменный	т CO-экв/год	188 792			
Арктическое дизельное топливо	т CO-экв/год	12 994			
Топливный экономический потенциал					
Уголь каменный	тыс. руб/год	456 897			
Арктическое дизельное топливо	тыс. руб/год	1 009 741			

Заключение

Разработанная информационно-вычислительная система может быть использована для эколого-экономического обоснования программ и проектов развития возобновляемой энергетики. Особенно успешно ее применение может осуществляться в северных и других отдаленных и труднодоступных регионах с низкой плотностью населения.

Список использованных источников

1. **Прутских М.С., Ермоленко Б.В.** Система потенциалов возобновляемых источников энергии как информационная основа эколого-экономического обоснования возобновляемой энергетики // Технологическое развитие отраслей ТЭК для достижения углеродной нейтральности экономики России: сборник докладов Школы молодых ученых. — ИНЭИ РАН Москва: 2023. С. 128—137.
2. **Ермоленко Б.В., Прутских М.С.** Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2023624471. Оценка потенциалов солнечной и ветровой энергии. РОСПАТЕНТ. 08.12.2023
3. **Report** on the Goals and Objectives for Arctic Research 2023—2024. United States Arctic Research Comission. Printed in the United States of America January 2023. 20 p. https://www.arctic.gov/uploads/assets/arctic-research-2023-2024.pdf (Дата обращения: 28.09.2024).
4. **Морозов Ю.** Черный углерод в белой Арктике. Интернет-версия газеты «Полярный круг», г. Салехард. 30 мая 2019 г. https://polkrug.ru/news/nauka-i-obrazovanie/mnenie-uchenyh/10270-chernyy-uglerod-v-beloy-arktike (Дата обращения: 28.09.2024).
5. **Сокращение** выбросов короткоживущих атмосферных примесей как альтернативная стратегия замедления изменений климата / И.Л. Кароль, А.А. Киселев, Е.Л. Генихович, С.С. Чичерин // Известия Российской академии наук. Физика атмосферы и океана. 2013. Т. 49. № 5.

СОЛНЕЧНЫЕ МОДУЛИ В СЕЛЬСКОМ ХОЗЯЙСТВЕ КАЛМЫКИИ

Сангаджиев М.М., доцент, кандидат геол.-мин. наук, smm54724@yandex.ru,
Базырова Э.А., аспирант, elyatsatkhlangova@mail.ru,
Бадма-Халгаева Р.Ю., преподаватель СПО, badmakhalgaevar@mail.ru,
ФГБОУ ВО «Калмыцкий государственный университет
им. Б.Б. Городовикова», г. Элиста

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, Калмыкия, солнечные модули, чабанские стоянки, климат.

Территория Республики Калмыкия находится в сложной климатической зоне. Единственная пустыня в Европе расположена на территории Калмыкии. Основной вид деятельности для жителей региона — сельское хозяйство, в частности, скотоводство. В работе была рассмотрена возможность использования солнечных модулей на отдаленных животноводческих стоянках и в малых населенных пунктах в пустынной и полупустынной зоне Калмыкии. Рассмотрены возможности использования возобновляемых источников энергии в сельской местности Калмыкии.

Введение

Калмыкия — южный субъект России, известный своими степями и жарким климатом. Важнейшей частью экономики Республики Калмыкия является агропромышленный комплекс. Животноводство — основа экономики, а главными его направлениями выступают мясное скотоводство, мясное и тонкорунное овцеводство. Жемчужина Калмыкии — верблюды, которых здесь содержат и используют в качестве транспорта. Верблюд — лучший помощник в передвижении по диким степям.

Калмыки исторически занимались скотоводством, которое являлось основным источником пищи, одежды, жилья, инструментов как бытового, так и технического назначения [1, 2]. Если исторически скотоводы часто меняли свои места обитания и не имели постоянного жилища, то с развитием научно-технического прогресса многие чабаны стали жить оседло. Строились животноводческие стоянки, на которых находилось обязательно здание для жилья чабанов, загоны для скота как открытого типа, так и закрытого [2]. В Калмыкии, используя местный строительный материал, строились сборно-щитовые здания для жилья. Щиты были собраны из камышитовых плит. Внутренние и внешние стены обмазывались глиной вперемеш-

ку с соломой. Кошары строились из камня ракушечника, крыши были покрыты камышитовыми плитами.

На этих животноводческих стоянках не было газа и света. Газ использовался в баллонах, свет — от дизель-генераторов. В связи с распространением телевидения и сотовой связи в настоящее время все чаще возникает проблема в использовании дешевой электроэнергии. Тут надо отметить, что ко многим животноводческим стоянкам в советское время были подведены высоковольтные линии электропередач (ЛЭП), протяженностью до 10 км и более. Но проведение ЛЭП — это дорогостоящий процесс, на сегодняшний день в Калмыкии 1 км ЛЭП стоит более 2 млн руб.

В связи с тем, что достаточно большая часть территории Калмыкии является пустыней [3—5], основная проблема животноводческой деятельности в Республике — нехватка пресной воды для питья [6]. Для добыча и воспроизводства пресной воды рассматривались разные варианты их получения [7]. Добыча воды на животноводческих стоянках и населенных пунктах Калмыкии осуществляется из скважин и колодцев. Часто используются и поверхностные воды из каналов, озер и малых рек.

Методика и результаты исследования

Информационно-методическая основа исследования — анализ проведенных экспедиционных и туристических маршрутов, учебных практик со школьниками и студентами за последние пять лет [8, 9]. Основное внимание было уделено проблемам получения дополнительной энергии за счет использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [10—14]. Во внимание принимались природно-климатические особенности с учетом требований к жилым зданиям и сооружениям, что позволяет экономить полученную энергию и выбирать места расположения этих конструкций в пространстве.

По данным на август 2024 года 93,6 % энергопотребления Калмыкии обеспечено возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ) — ветряными и солнечными электростанциями. За шесть месяцев в энергосистему филиала «Россети Юг» — «Калмэнерго» поступило порядка 422 млн кВт · ч электроэнергии от ВИЭ, при этом потребление в регионе в этом же периоде составило 451 млн кВт · ч.

В Калмыкии действуют три ветроэлектростанции (Салынская, Целинская и Юстинская) суммарной мощностью 219 МВт и три солнечные электростанции (самая крупная в России Аршанская, а также Малодербетовская и Яшкульская), общая мощность которых превышает 196,5 МВт. Аршанская СЭС на текущий момент наиболее мощная солнечная станция на территории Российской Федерации, и для того чтобы ее включить в общую сеть, «Россети Юг» возвели новейшую высоко автоматизированную станцию 110 кВ «Нарн». На данный момент солнечные и ветровые электростанции Калмыкии позволяют сокращать так называемый углеродный

след (выбросы CO_2 в атмосферу) как минимум на 400 000 тонн CO_2-эквивалента в год. Выработанная электроэнергия не только используется на территории республики, но и поступает в соседние регионы: Ставропольский край, Ростовскую область, Республику Дагестан и другие регионы.

В результате проведенных экспедиций был собран материал по особенностям использования солнечной энергии в сельской местности Калмыкии. Например, в п. Адык, Черноземельского района уставлена солнечная панель (рис. 1). При установке рассматривался вариант расположение на земле.

В дальнейшем панель была поднята на высоту до 20 см и устроены ее ограждения. При расположении панелей на чабанских или фермерских хозяйствах требуются ограждения усиленного варианта для защиты от животных. Вариант верхнего расположения солнечной панели на одной из чабанской стоянке в Юстинском районе республики представлен на рис. 2.

Другой тип использования солнечной энергии был зафиксирован в Малодербетовском районе на площадях чабанской стоянки — солнечный модуль был применен при поисках подземных вод. Выработанная электроэнергия позволяла выполнить откачку воды с последующей ее очисткой (по принципу осмоса). При этом качество воды доходило до 100 % соответствия требованиям питьевой воды для домашнего скота.

Одной из наиболее существенных проблем при использовании солнечных модулей в Калмыкии является пыль — мельчайшие частицы твердого тела, которые могут быть органическими или минеральными. Средние размеры пылинки варьируются от 0,001 до 0,1 мм в диаметре. Частицы, превышающие эти размеры, отно-



Рис. 1. Монтаж солнечной панели в п. Адык Черноземельского района Калмыкии, напольный вариант (фото Сангаджиева М.М.)



Рис. 2. Верхний вариант расположения солнечной установки и небольшой ветроустановки на крыше, в районе поселка Чомпот в Юстинском районе Калмыкии (фото Сангаджиева М.М.)

сятся к разряду песка. В состав пыли в основном входят: частицы глины, отмершие чешуи кожи, волосы, шерсть животных, цветочная пыльца, споры микроорганизмов, бактерии, разложившие части органических веществ. На высотах более 2 м количество пыли уменьшается за счет больших скоростей ветра. Располагая солнечные модули выше над поверхностью земли, мы получаем снижение пылевой нагрузки на них. Но с учетом климатических характеристик Калмыкии на этих высотах мы также получаем более высокие скорости ветра, достигающие 10 м/с. Такие скорости ветра в условиях пустыни могут снести небольшое дерево. Таким образом, в Калмыкии необходимо использовать более прочные конструкции для установок модулей, что ведет к удорожанию сборочных и монтажных работ.

В случае негерметичности панелей пыль может поступать внутрь солнечных панелей, а также осаждаться на поверхности установки. Загрязнение модулей механическими частями, частицами песка, пылью, листьями и др. приводит к 10 — 15 % потери КПД, а в некоторых случаях такие потери могут достигать и 40 %.

Большая часть солнечных модулей изготовляются из монокристаллического кремния, и ее поверхность должна быть идеально гладкой и ровной. Сам же фотоэлемент хрупкий. В модулях каркасного типа монокристаллический элемент кремния прикрепляется на поверхность закаленного стекла при помощи ламинирования. Поверхность стекла делают чуть волнистой, что позволяет уменьшать образование бликов, приводящим, в свою очередь, к уменьшению производительности модуля. Из-за высоких скоростей ветра на крыше одноэтажного здания песок и пыль ударяясь о ламинированную поверхность с учетом ее микроволнистости, постепенно ее разрушают. Таким образом, климатические условия Калмыкии приводят к уменьшению срока годности и понижению эффективности работы солнечных установок.

Наиболее положительным аспектом использования солнечных установок в сельском хозяйстве Калмыкии является их мобильность, которая позволяет в кратчайшие сроки монтировать и демонтировать системы, создавая как системы простого типа соединения, так и сложные модульные сети, в зависимости от конкретно поставленной задачи, объема мощностей, типа модуля и т.д.

В Республике Калмыкия 111 сельских муниципальных образований и более 500 поселений с населением меньше 200 человек. Используя солнечные модули различной конструкции, мы можем получать более дешевую электроэнергию для жителей этих поселений и их сельскохозяйственной деятельности. По предварительным расчетам срок окупаемости модулей составляет не более одного года, не зависимо от их использования и назначения.

Как показал анализ опыта использования солнечных установок в сельских районах Калмыкии, минимальные мощности одной единицы мобильной энергосистемы должны быть не менее 0,2—1 кВт, что позволяет автономно использовать их на подъем воды из колодцев во время перегонов скота, нагрев воды, приготовления пищи, т.е. в повседневной жизни чабана, пастуха. Кроме того, мобильные энергосистемы применяются при проведении рекреационных маршрутов, полевых геолого-разведочных работ и т.д. Максимальная мощность стационарных энергосистем может достигать более 100 кВт. При этом мощность зависит от типа нагрузки сельского поселения и состава энергоустановки (наличия или отсутствия в ней накопительной системы). Одной из характерных особенностей Калмыкии являются такое объекты как хурулы (буддийские монастыри) и отдельные места для моления, на которых использование солнечных установок также актуально. Одним из оптимальных решений для таких задач является использование «солнечной черепицы» (использование фотоэлектрических элементов в виде шиферной плитки, черепицы, текстурированного стекла и глянцевой стеклянной плитки) [15—17].

Список использованных источников

1. **Леджинов В.С., Манджиева А.В., Сангаджиев М.М.** Калмыкия и Мали: сравнительная характеристика социально-экономического развития кочевых народов пустынных и полупустынных ландшафтов // «Природно-ресурсный потенциал Прикаспия и сопредельных территорий: проблемы его рационального использования», III региональная заочная студенческая науч.-практ. конф. (2016; Элиста). III региональная заочная студенческая научно-практическая конференция «Природно-ресурсный потенциал Прикаспия и сопредельных территорий: проблемы его рационального использования», 20—21 апреля 2016 г. [Текст]: материалы / редкол.: В.А. Эвиев [и др.]. — Элиста: Изд-во Калм. ун-та, 2016. 320 с.: ил. С. 79—82.
2. **Леджинов В.С., Бембеева Т.Б., Сангаджиев М.М.** Экологическое устройство быта жителей кочевых народов // Сборник научных трудов студентов. — Элиста: ЗАОр «НПП «Джангар», 2015. 594 с. С. 530—532.

3. **Геолого-экологическая** характеристика Сахельского пояса в Калмыкии / М.М. Сангаджиев, С. Кулибали, Ф. Пумбулу, В. Гнамми // Современные проблемы гуманитарных и естественных наук [текст]: Материалы XXII международной научно-практической конференции 2—3 апреля 2015 г. / Науч.-инф. издат. центр «Институт стратегических исследований». — М.: Изд-во «Перо», 2015. 376 с. С. 369—373.
4. **Хараева Э.Е., Гордаева К.Н., Сангаджиев М.М.** Барханы Калмыкии: или как образуются песчаные волны // Сборник научных трудов студентов. — Элиста: ЗАОр «НПП «Джангар», 2015. 594 с. с.536-539.
5. **Сангаджиев М.М.** Особенности недропользования на территории Республики Калмыкия. — Элиста. Изд-во Калм. ун-та, 2015. 144 с.: ил.
6. **Сангаджиев М.М., Онкаев В.А., Онкаев А.В.** Родники и колодцы — современная геолого-экологическая оценка состояния на территории Республики Калмыкия (статья ВАК) // Международный научно-исследовательский журнал «Успехи современной науки». № 8. 2016. Т. 2. С. 163—169.
7. **Инженерно-геологическое** районирование территории Калмыкии / В.М. Харченко, А.Г. Дорджиев, М.М. Сангаджиев, А.А. Дорджиев. — Элиста: Изд-во Калм. ун-та, 2012. 212 с.
8. **Сангаджиев М.М., Манджиева А.В., Дегтярев К.С.** Каспий, Калмыкия: возможность использования малой энергетики. // Материалы Международного форума «Каспий-море дружбы и надежд», посвященного 85-летию Дагестанского государственного университета (г. Махачкала, 11—15 октября 2016 г.) — Махачкала: Типография ИП, РД 2016. С. 321—324.
9. **Сангаджиев М.М., Кикеев Н.М., Муджикова А.А.** Использования высотных точек рельефа степной Калмыкии для получения возобновляемых источников энергии // Материалы международной научно-практической конференции «Вопросы образования и науки», Россия, г. Тамбов, 31 декабря 2015 г.: В сборнике Научный альманах. 2015. № 12-2(14). С. 503—507. ISSN 2411-7609. DOI:10.17117/na.2015.12.02 http://ucom.ru/doc/na.2015.12.02.pdf.
10. **Оценка** биоэнергетического потенциала сельского хозяйства Республики Калмыкия по районам / К.С. Дегтярев, Т.И. Андреенко, М.Ю. Березкин и др. // Экология России: на пути к инновациям: межвузовский сборник научных трудов / сост. Т.В. Дымова. — Астрахань: Издательство Нижневолжского экоцентра, 2015. Вып. 12. С. 184—196.
11. **Сангаджиев М.М., Дегтярев К.С., Гордаева К.Н.** Ветровые нагрузки на территории Калмыкии и возможности использования ветровой энергии в сельском хозяйстве. // Всероссийского научно-исследовательского института электрификации сельского хозяйства. 2015. Выпуск № 2 (12). С. 189—194.
12. **Современное** состояние потенциала ресурсов возобновляемых источников энергии в северо-западной части Прикаспия на примере Калмыкии / М.М. Сангаджиев, К.С. Дегтярев, Т.В. Манджиева, А.Н. Намысова // Наука и бизнес: пути развития. 2014. № 12 (42). С. 7—12.
13. **Гордаева К.Н., Лаглаева Г.Н., Сангаджиев М.М.** Энергетика и природно-климатические зоны Калмыкии: типологические требования к жилым зданиям на этапах сельскохозяйственного строительства // Инновации в сельском хозяйстве. Изд-во Всероссийский научно-исследовательский институт электрификации сельского хозяйства. 2014. № 3 (8). С. 27—30.

14. **Сангаджиев М.М., Дегтярев К.С., Гордаева К.Н.** Ветровые нагрузки на территории Калмыкии и возможности использования ветровой энергии в сельском хозяйстве. // журнал Всероссийского научно-исследовательского института электрификации сельского хозяйства. 2015. Выпуск № 2 (12). С. 189—194.

15. **Разработка** и испытание складных, секционных и гибких солнечных модулей / В.А. Панченко, Д.С. Стребков, В.И. Поляков, Ю.Д. Арбузов // Вестник ВИЭСХ. 2015. № 3 (20). С. 50—57.

16. **Панченко В.А. Стребков Д.С., Персиц И.С.** Солнечные модули с увеличенным сроком службы // Инновации в сельском хозяйстве. Теоретический и научно-практический журнал. Инновации в возобновляемой энергетике. 2014. № 3 (8). С. 154—158.

17. **Панченко В.А., Борисов В.К.** Обзор и применение солнечных модулей, разрабатываемых и выпускаемых ГНУ ВИЭСХ // Вестник ВИЭСХ, 2014. № 4 (17). С. 20—29.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ АСПЕКТОВ НИЗКОУГЛЕРОДНОГО РАЗВИТИЯ РОССИИ И КИТАЯ

Садртинов К.Д., магистрант, sadrtinov.kirill@yandex.ru,
МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва

Ключевые слова: декарбонизация, углеродная нейтральность, углеродный рынок, климатические проекты, возобновляемая, атомная и водородная энергетика.

В статье раскрывается инструментарий перехода к низкоуглеродному развитию России и Китая. Спецификой государств является продолжение увеличения эмиссий парниковых газов до 2030 г. и достижение углеродной нейтральности до 2060 г. Особое место занимают развитие технологий улавливания, захоронения и дальнейшего использования парниковых газов. Отмечена эффективная реализация зеленых проектов Китая за счет сформировавшейся системы зеленого кредитования и углеродного рынка. Подчеркивается главная роль возобновляемой энергетики в декарбонизации Китая и атомной энергетики в России. Перспективным становится наращивание производства зеленого водорода в Китае, и голубого и розового водорода в России.

Введение

Переход к низкоуглеродному развитию обусловлен современными климатическими вызовами, с которыми столкнулось человечество, и нацелен на декарбонизацию экономики, т.е. отказ от использования углеводородного (ископаемого) топлива в пользу возобновляемых источников энергии (ВИЭ), что должно свести антропогенные выбросы парниковых газов (ПГ) до нулевого уровня и позволить в итоге достичь углеродной нейтральности, тем самым выполнить климатические обязательства Парижского соглашения. Китай и Россия совокупно дают примерно треть мировых выбросов CO_2, соответственно успех в декарбонизации данными странами будет иметь весомый вклад в глобальной климатической повестке. Оба государства являются сторонниками Парижского соглашения, значит, берут на себя обязательства по сокращению выбросов ПГ углеродоемких отраслей экономики, что также служит стимулом внедрения низкоуглеродных технологий, особенно в энергетическом секторе. Но в каждой стране собственный набор механизмов реализации задач по декарбонизации, приоритеты низкоуглеродного развития определяются внутренней политикой и национальными экономическими интересами.

Цель работы — выявление ключевых механизмов перехода к низкоуглеродному развитию в России и Китае. Для достижения цели решались следующие **задачи**: 1) ознакомление с нормативно-правовой базой и целевыми показателями низкоуглеродного развития в России и Китае; 2) рассмотрение основных инструментов и направлений декарбонизации экономики стран; 3) анализ роли энергетической трансформации в низкоуглеродной экономике России и Китая.

Источники информации, используемые в работе: официальные утвержденные стратегические документы и проекты в области низкоуглеродного развития и сокращения выбросов ПГ, аналитические отчеты, обзорные тематические статьи и открытые статистические материалы.

Целевые показатели программ низкоуглеродного развития России и Китая

В Китае основой низкоуглеродного развития служит концепция «экологической цивилизации», закрепленной в Конституции КНР. В 2021 г. утверждена национальная «Программа действий по сокращению выбросов углерода к 2030 г.», которую дополняет принятый 4 августа 2023 г. «План реализации демонстрационных проектов «зеленых» и низкоуглеродных передовых технологий». В России действует № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов» от 2 июля 2021 г. и «Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года» от 29 октября 2021 г.

Для оценки как экономического развития, так и экологической ситуации стран, принято использовать показатели: суммарные объемы выбросов CO_2, нетто-выбросы CO_2, удельные выбросы CO_2, углеродоемкость ВВП, доля неископаемых (безуглеродных) источников в производстве и потреблении энергии, объемы поглощения CO_2 поглотительными (управляемыми) экосистемами, лесистость, запасы лесного фонда и т.д. Ниже (табл. 1) приведены актуальные значения основных

Таблица 1. **Целевые показатели низкоуглеродного развития**

Целевой показатель	Россия			Китай		
	2019	2030	2050	2020	2030	2050
Объемы выбросов CO_2, млн тонн экв. CO_2/год	2119	2253	2521	13 100	—	—
Нетто-выбросы CO_2, млн тонн экв. CO_2/год	1584	1673	630	—	—	—
Объемы поглощения CO_2, млн тонн экв. CO_2/год	535	539	1200	—	—	—
Выбросы CO_2 на ед. ВВП (углеродоемкость), тыс. тонн CO_2/млрд долл.	0,46	0,4	0,2	0,69	0,38	0,22
Доля потребления неископаемой энергии, %	36	42	67	15	25	65
Лесистость, %	47	—	—	23,4	25	—

Составлено автором по данным [2, 9, 10, 12, 14].

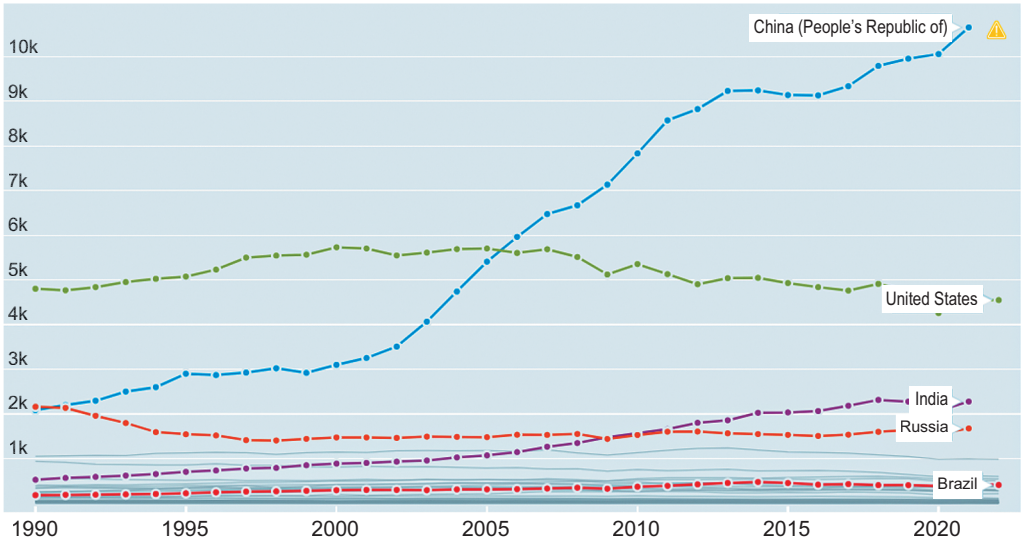


Рис. 1. Динамика исторических выбросов CO_2, млн тонн [11]

целевых (экологических) показателей на год составления программ низкоуглеродного развития и прогнозируемые на 2030 и 2050 гг., к которым страны стремятся. Дополнительно приведем динамику исторических выбросов CO_2 Китая, России и других крупных стран-эмитентов с 1990 по 2020 гг. (рис. 1).

Важно, что в последние три десятилетия у России и Китая противоположные тренды динамики выбросов главного парникового газа. В Китае наблюдался всплеск эмиссий CO_2 с 2000-х гг., связанный с колоссальными темпами экономического роста и энергоемких производств, и особенно развивалась угольная энергетика, вследствие чего с 2005 г. страна непрерывно занимает первое место в мире по объемам выбросов CO_2, и стоит отметить, что суммарный вклад выбросов Китаем продолжает расти. В России, наоборот, в 1990-е гг. снижались объемы выбросов CO_2, что связано с длительным экономическим упадком после распада СССР, а в период экономического роста в нулевые годы и изменений в структуре топливно-энергетического баланса темпы прироста эмиссий оказались меньше темпов спада в 1990-х гг. Также уменьшение нашего национального вклада выбросов нередко обосновывают сокращением в России лесозаготовок и, соответственно, увеличением объемов поглощения CO_2 лесными экосистемами. После 2017 г. вновь замечено наращивание объемов выбросов CO_2 Россией.

При переходе к низкоуглеродной модели развития оба государства формулируют двууглеродные цели, стремясь достичь пика выбросов в 2030 г. и углеродной нейтральности в 2060 г. Интересно, что Россия будет ограничивать выбросы на уровне не более 70 % от уровня 1990 г. [8, 9], значит, не должны превышать

2162,4 млн тонн CO_2-эквивалента, можно даже продолжать увеличивать совокупные выбросы и при этом не выходить за рамки целевого показателя. Китай вообще не устанавливает конкретные значения выбросов, констатируя только, что будет наращивать выбросы и постепенно выходить на плато к 2030 г., а затем снижать их, при этом не регламентируя свой уровень воздействия. Но Китай ставит целью снижение углеродоемкости к 2030 г. более чем на 65 % относительно уровня 2005 г. Углеродоемкость российской экономики к 2030 г. должна снизиться на 10 %, и на половину к 2050 г. относительно 2019 г. В целом в России реально сократить выбросы CO_2 получится в топливно-энергетическом и металлургическом секторах, в других отраслях прогнозируется абсолютный рост выбросов, наиболее интенсивный в химической промышленности и на транспорте, но удельные выбросы сократятся во всех секторах [4].

В климатической доктрине России 2023 г. особое внимание уделяется достижению в углеродно-нейтральной экономике баланса между антропогенными выбросами парниковых газов и их поглощением. Для этого в стратегии [9] предлагается увеличить поглотительную способность экосистем более чем в 2 раза. Однако остается неясным и не раскрытым, за счет каких лесов предусматривается наращивание объемов поглощения до 1200 млн тонн экв. CO_2/год, учитывая их разновозрастность, контрастность лесорастительных условий, высокую пожароопасность и т.д. К тому же большие площади занимают малонарушенные старовозрастные лесные территории Сибири и Дальнего Востока, у которых, наоборот, невысокая поглотительная способность, и в силу дальнейшего старения лесов их потенциал углеродного регулирования, напротив, должен будет снижаться. Китай же вообще не предоставляет данные о поглотительной способности своих экосистем, но уделяется отдельное внимание увеличению лесопокрытой площади с 23,4 до 25 % [14] за счет естественного лесовосстановления нарушенных земель и реализации программ по озеленению населенных пунктов, что косвенно позволяет судить о наращивании в будущем потенциала поглощения углерода молодыми лесами.

Инструменты и направления низкоуглеродного развития в России и Китае

Для России и Китая характерны как общие, так и различные направления реализации программ низкоуглеродного развития. Обе страны стремятся к повышению энергоэффективности и ресурсоемкости, внедрению безуглеродных источников энергии и низкоуглеродных технологий, продвигаются экономика замкнутого цикла, экологизация транспорта, особое внимание уделяется технологиям улавливания, захоронения и дальнейшего использования парниковых газов [8—10].

Реализация стратегии Россией предполагается осуществлять по интенсивному сценарию [9]. Значимая роль отводится климатическим проектам и добровольному

углеродному рынку как наиболее оптимальному и компромиссному подходу для государства, бизнеса и общественности [8]. К климатическим относятся проекты по лесовосстановлению, в области возобновляемой энергетики, эффективного обращения с отходами, устойчивого с/х. На данный момент зарегистрированные в реестре углеродных единиц климатические проекты в большей степени отведены под технологические новации и развитие менее углеродоемких установок и модернизацию устаревшего оборудования, и только один экспериментальный проект от 1 сентября 2022 г. направлен на лесовосстановление на Сахалине, предполагающий на заболоченных землях с последующей противопожарной защитой посадку 6 тыс. га лиственничного леса к 2028 г. За весь период они нейтрализуют 1,5 млн тонн вредных выбросов. Благодаря данному проекту Сахалинская область собирается достичь углеродной нейтральности до конца 2025 г. Также в данном эксперименте тестируется механизм квотирования выбросов ПГ для предприятий с объемом выбросов не менее 20 тыс. тонн экв. CO_2/год, что должно стимулировать развитие и применение технологий сокращения выбросов ПГ и увеличение их поглощения, и прежде всего отработать систему верификации и обращения с углеродными единицами. В случае успешного завершения эксперимента подобные проекты планируют реализовывать и в других субъектах РФ, что должно посодействовать в достижении углеродной нейтральности всей России. Считается, что углеродный рынок, который не развит в России, способствует более эффективной реализации климатических проектов.

Другие немаловажные механизмы низкоуглеродного развития в России: в транспорте — переход на менее углеродоемкие виды транспорта, масштабная электрификация в первую очередь общественного транспорта, расширение использования гибридных форм топлива для автомобилей и строительство газомоторной и электрозарядной инфраструктуры; в строительстве и ЖКХ — повышение энергоэффективности зданий, в том числе за счет ВИЭ. В сельском хозяйстве сделан акцент на точное земледелие, борьбе с эрозией, применение прогрессивных регенеративных технологий, способствующих более интенсивному поглощению остаточного углерода, развитие биогазовых комплексов, производящих биотопливо из отходов животноводства и растениеводства. Предлагаются технологические новации во всех обрабатывающих отраслях, отдельно подчеркиваются такие направления как использование новых энергоносителей, включая водород и биодизель, распространение технологий сбора свалочного газа и его использование в качестве топлива, максимальная переработка органических отходов в компост и биогаз, создание системы утилизации отработавшего энергетического оборудования и др.

Реализация стратегии Китаем предполагает более масштабную реорганизацию экономики по сравнению с Россией. В Китае совершенствуются инновационные механизмы, реализуются пилотные проекты по достижению пика выбросов ПГ

и начинается развитие технологии CCUS. В декабре 2022 г. первый «проект технологии CCUS для использования минерализации химической цепи углекислого газа на тепловых электростанциях» успешно прошел 168-часовой испытательный запуск в государственной энергетической группе Guodian Electric Power Datong Company [1]. У России отсутствует похожий успешный опыт применения таких технологий. В Китае планируется закрытие грязных предприятий, внедрение политики «углеродного пика» в нефтехимической промышленности и ограничение поддержки проектов с высоким углеродным следом, предъявляются самые жесткие стандарты к строящимся угольным станциям [6]. В Китае апробировались пилотные проекты по формированию систем торговли выбросами парниковых газов в 8 провинциях при диапазоне цены от \$1/т CO_2-экв. (провинция Фуцзянь) до \$12/т CO_2-экв. в Пекине [3]. В результате в Китае в 2021 г. запустили крупнейший в мире углеродный рынок. Это торговая система выбросов CO_2 китайскими предприятиями (ETS) в формате рынка, где участники могут продавать и покупать кредиты на выбросы углерода.

Следующий важный механизм — зеленое финансирование проектов низкоуглеродного развития. В России активно поддерживается зеленое финансирование с 2021 г. Основные требования к зеленым проектам: соответствие целям Парижского соглашения или устойчивого развития, технологическим показателям наилучших доступных технологий (НДТ), обеспечение сокращения выбросов ПГ, сохранение окружающей среды и т.д. [8]. В основном эти проекты реализуются по таким направлениям, как возобновляемая энергетика, управление отходами, транспорт, с/х, водоотведение. В Китае развитие зеленых проектов началось примерно на 5 лет раньше, чем в России. Конечная цель зеленых финансов в Китае обеспечить максимальное продвижение сведения выбросов парниковых газов до нулевого уровня [7]. Основные сферы, затронутые системой зеленого финансирования в Китае — возобновляемая энергетика, чистый транспорт, водоочистные сооружения и переработка продукции. В Китае заметную роль играют зеленые облигации, треть которых направлено на развитие низкоуглеродного транспорта и почти столько же на строительство СЭС в 2018 г. Среди всех финансовых инструментов в Китае по-прежнему преобладают зеленые кредиты, осуществляющие под залог выдачу прав на выбросы углеродных единиц. Крупнейшая в мире система торговли выбросами (СТВ), охватывающая 2225 газовых и угольных электростанций с выбросами более 26 тыс. тонн CO_2-экв. в любой год на временном периоде 2013—2019 гг., покрывая тем самым 40 % всех выбросов страны (ок. 4 млрд тонн CO_2) [10]. В мае 2021 г. Китай опубликовал политику углеродной нейтральности «1 + N», где «1» означает общее руководство, а «N» относится к операционной политике ключевых ведомств. Фокус политики направлен на повышение энергоэффективности и технологические инновации в зеленой энергетике.

Энергетическая трансформация низкоуглеродной экономики России и Китая

Центральное место в низкоуглеродной экономике и трансформации энергосистем занимают возобновляемые источники энергии, которые не дают выбросов ПГ в фазе производстве электроэнергии, чего и требуют условия Парижского соглашения. Помимо ВИЭ продвигаются и другие безуглеродные источники — атомная энергетика, перспективной становится водородная энергетика. В России и Китае энергопереход существенно различается в силу исторически сложившейся неодинаковой структуры энергетического комплекса. По состоянию на 2019 г. в России в структуре производства и потребления первичной энергии значительную долю занимают ископаемые ресурсы, преимущественно природный газ — 52 % общего энергобаланса, тогда как в Китае преобладает уголь — 69 % общего энергобаланса. Роль возобновляемой энергетики в Китае и России существенно разнится. В энергобалансе России превалирование более чем в 2 раза неископаемых источников достигается за счет пятой части доли атомной энергии и почти 15 % гидроэнергии, тогда как нетрадиционные ВИЭ (энергия Солнца, ветра и др.) занимают менее 1 %. ВИЭ играют второстепенную роль на локализованных труднодоступных территориях, изолированных от единой энергосистемы (Крайний Север, Дальний Восток). В Китае, напротив, в предыдущем десятилетии большие инвестиции в зеленые проекты поспособствовали значительному приросту мощностей ВИЭ [6], их доля в энергобалансе страны выше других неископаемых источников и достигает 8,5 %, причем 5,5 % — за счет энергии ветра, 3 % — энергия Солнца, доля атомной энергии всего 4,8 % [3].

В дальнейшей перспективе низкоуглеродного развития и энергетической стратегии России не предусмотрен отказ от потребления углеводородного сырья, но прогнозируется отказ от угля. В контексте энергоперехода делается упор на продолжение развития атомной энергетики, тогда как ВИЭ по-прежнему будут играть вспомогательную роль и широкого распространения не получат. В настоящее время возводится 3 атомных реактора с установленной мощностью в стадии строительства 2810 МВт [5]. По оценкам [2] планируется повысить долю выработки электроэнергии на АЭС до 33 % к 2050 г., доля ВИЭ к 2030 г. вырастет в 2 раза в основном за счет ВЭС (1,4 %) и к 2050 г. в 17 раз за счет ВЭС (10,6 %) и СЭС (6,7 %). Однако в обновляющейся энергетической стратегии РФ до 2050 г. указывается на долю ВИЭ не более 11—14 %. Согласно утвержденной генеральной схеме по размещению объектов электроэнергетики до 2042 г., установленная мощность АЭС на конец планируемого периода составит 45841 МВт — 24,1 % всего энергопотребления, а СЭС и ВЭС 22 658 МВт — 3,5 % энергопотребления, ГЭС 53 555 МВт — 14,8 %, оставшаяся доля энергобаланса придется на ТЭС, которые действительно останутся преобладающими более чем на половину в энергобалансе нашей стра-

ны. Также перспективной отраслью для России становится водородная энергетика, в 2021 г. утверждена соответствующая концепция водородной энергетики. В нашей стране только начинает развиваться инфраструктура для производства водорода, наиболее важно серийное производство электролизеров и их локализация. Россия производит водород не на основе ВИЭ (зеленый водород), а в основном из газа (голубой водород) и угля (коричневый водород). Сейчас Росатом реализует проект получения розового водорода из ядерной энергии, и к 2033 г. планируется запустить АЭС по производству водорода. К 2050 г. совокупное производство водорода должно составить 974 тыс. тонн.

В Китае протекает более масштабная реструктуризация электроэнергетики, энергетическая революция перехода к экологической цивилизации. Сегодня Китай — мировой лидер по производству водорода, преимущественно коричневого и серого в суммарном объеме около 33 млн тонн. В планах увеличение производства и использование водорода более чем в три раза, причем стимулируется производство зеленого водорода; интенсификация развития биоэнергетики [7]; развитие атомной энергетики, в настоящее время возводится 22 атомных реактора с установленной мощностью в стадии строительства 24 781 МВт [5]. Основные направления развития возобновляемой энергетики были окончательно сформулированы в 2021 г. [3], подразумевающие к 2030 г. увеличение доли неископаемых источников в общем энергопотреблении до 25 %; в том числе установление мощностей более 1200 ГВт в ветровой и солнечной энергетике, котрые на конец 2023 г. по данным IRENA уже достигла 1013 ГВт [13]; увеличение установленных мощностей в гидроэнергетике на 40 ГВт; обеспечение покрытия минимум половины крыш новых общественных и фабричных зданий солнечными батареями. По оценкам Национального центра возобновляемой энергетики CNREC [12], к 2050 г. доля неископаемых источников энергии в общем предложении первичной энергии будет составлять 65 %, из них на ВИЭ придется 58 %, а в 2060 г. доля неископаемых источников вырастет до 80 %, из них на ВИЭ придется 60 %. Пятая часть энергопотребления должна обеспечиваться водородом, что сыграет значительную роль в завершении угольной эры, а потребление угля сократится с современных 57 до 11 %.

Заключение

На основе изученных программ низкоуглеродного развития России и Китая можно сделать следующие **выводы.**

1. Россия и Китай планируют в 2060 г. достичь углеродной нейтральности, однако отсутствует единый подход в стратегии низкоуглеродного развития, так как Китай не формулирует целевые показатели сокращения выбросов ПГ, а Россия собирается их наращивать, компенсируя увеличением объемов поглощения экосистемами до 1200 млн тонн CO2-эквивалента.

2. Китай эффективнее продвинулся в зеленом финансировании проектов низкоуглеродного развития. Китай смог развить крупнейшую в мире систему торговли выбросами и углеродный рынок, тогда как в России такие инструменты находятся на стадии тестирования и являются необязательными.

3. Энергетическая трансформация Китая выглядит гораздо масштабнее российской, что связано с планами по сведению к минимуму потребления угля в пользу возобновляемых источников энергии. В России возобновляемая энергетика будет развиваться локально в труднодоступных районах, предпочтение отдается атомной и водородной энергетике при сохранении доминирующей роли газа, и возобновляемая энергетика будет играть второстепенную роль в сложившемся энергокомплексе.

Китай ставит более амбициозные задачи в достижении углеродной нейтральности в короткие сроки, что должно завершить эру угля и позволить перейти на чистые источники энергии, тогда как Россия останется нефтегазовой державой, подразумевая под низкоуглеродной моделью экономики в большей степени преодоление технологических барьеров и зависимости различных отраслей, экономических вызовов с соблюдением экологических ограничений и требований.

Список использованных источников

1. **Амурская М.А.** Концепция низкоуглеродной экономики и опыт Китая // Экономические науки. 2023. № 1 (218). С. 142—147.
2. **Башмаков И.А.** Низкоуглеродные технологии в России: Нынешний статус и перспективы. URL: https://cenefxxi.ru/uploads/Tehnologicheskij_razryv_1c905a5aa1.pdf, reference date: 10.07.2024.
3. **Бобылев С.Н., Барабошкина А.В., Джу Сюан.** Приоритеты низкоуглеродного развития для Китая. Государственное управление // Электронный вестник. 2020. Выпуск № 82. С. 114—139.
4. **Достижение** Российской Федерацией «углеродной нейтральности» не позднее 2060 года. URL: https://invebdocs.ru/attachments/article/2023_01/Uglerodnaya_neitralnost_ 2060.pdf, reference date: 10.09.2024.
5. **Евченко Н.Н., Ван Сяохань.** Перспективы углеродной нейтральности экономики Китая: технологические инновации и межгосударственные проекты // Проблемы прогнозирования. 2024. № 3 (204). С. 182—198.
6. **Кранина Е.И.** Китай на пути к достижению углеродной нейтральности // Финансовый журнал. 2021. Т. 13. № 5. С. 51—61.
7. **Макеев Ю.А., Салицкий А.И., Семенова Н.К.** Декарбонизация в Китае: проблемы осуществления энергоперехода и финансирования // Восток (Oriens). 2022. № 1. С. 89—105.
8. **Попова И.М., Колмар О.И.** Низкоуглеродное развитие России: вызовы и возможности в новых условиях // Вестник международных организаций. 2023. Т. 18. № 4. С. 62—95.
9. **Распоряжение** правительства Российской Федерации от 20.10.2021 № 3052-р «О Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбро-

сов парниковых газов до 2050 года». URL: https://docs.cntd.ru/document/726639341, reference date: 10.07.2024.

10. **Результаты** реализации зеленой повестки в Китае. SBS Consulting. URL: cf38fc1f00f-c8b0600412777aa2ca57e.pdf., reference date: 15.07.2024.
11. **Air** and GHG emissions. URL: https://data.oecd.org/air/air-and-ghg-emissions.htm, reference date: 10.07.2024.
12. **China** Renewable Energy Outlook 2019 // CNREC. URL: http://boostre.cnrec.org.cn/ wpcontent/ uploads/2019/12/CREO2019-Summary-191206.pdf, reference date: 15.07.2024.
13. **International** Renewable Energy Agency, IRENA. URL:https://www.irena.org/, reference date: 15.07.2024.
14. **State** Council of China (2023c) China to implement demonstration projects featuring green, low-carbon technologies. URL: http://english.www.gov.cn/news/202308/22/content_ WS64e4aae9c6d-0868f4e8dec1d.htll, reference date: 10.07.2024.

ОСОБЕННОСТИ ГОДОВОГО ХОДА И ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТОКОВ CO_2 И CH_4 НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ ПО ДАННЫМ СПУТНИКА GOSAT

Сильвестрова В.А., var.silvestr@gmail.com,
РГАУ-МСХА имени К.А. Тимирязева, Москва,
Мысленков С.А., старший научный сотрудник, stasocean@gmail.com,
Географический факультет МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва

Ключевые слова: CO_2, CH_4, GOSAT, парниковые газы, парниковый эффект, мониторинг, спутники.

Проведено исследование потоков метана и углекислого газа в атмосфере на территории Российской Федерации в 2010—2020 гг. Массив данных был получен с японского спутника GOSAT, который специально предназначен для мониторинга парниковых газов. Выполнен анализ среднемесячных значений потока метана и углекислого газа в среднем для территории России. Выполнен анализ пространственной изменчивости потока газов для января и июля 2020 года. В среднем по России в январе общий поток метана составляет 0,0044 gCH4/м^2/сут, в июле — 0,0111 gCH4/м^2/сут. Для углекислого газа в среднем общий поток по России за январь составляет 0,4215 gC/м^2/сут, а за июль — 1,6401 gC/м^2/сут (отрицательные значения потока указывают на поглощение углекислого газа). На картах пространственного распределения выделяются участки повышенного выделения парниковых газов в зонах городских агломераций Москвы и Санкт-Петербурга. Также видны выбросы метана и углекислого газа в Сибири, вызванные сильными лесными пожарами.

Введение

Метан и углекислый газ — это одни из основных парниковых газов. Без присутствия этих газов в атмосфере температура нашей планеты была бы ниже на 30 °C. Метан и углекислый газ удерживают тепло в атмосфере Земли, что называется парниковым эффектом. В связи с увеличением выбросов парниковых газов в атмосферу во многих районах Земли наблюдается устойчивый рост температуры воздуха и температуры воды в океане, что приводит к различным климатическим изменениям, уменьшается количество пресной воды и происходит таяние ледников.

Метан считается важнейшим влияющим на жизнь человечества парниковым газом после углекислого [3, 12]. Основная часть метана, поступающего в атмосферу, имеет антропогенное происхождение и связана с сельским хозяйством, ископаемым топливом и отходами. В частности, оценки выбросов метана от жизнедеятельности свиней и коров приведены в работах [7, 10]. Так, с каждым годом показатели по метану лишь растут. К 2030 году количество метана в атмосфере может существенно увеличиться, если человечество не предпримет какие-то меры. Уменьшение же количества метана в атмосфере на 20—40% приведет к более долгосрочным позитивным последствиям в рамках глобального потепления, чем сокращение выбросов углекислого газа (у CH4 CO_2-эквивалент в 25 раз больше, чем у CO_2, который взят как эталонный газ для расчетов) [8]. Так, в Глазго на 26-й конференции ООН по изменению климата в 2021 году множество стран подписало соглашение о сокращении выбросов метана на 30 % к 2030 году [13].

Использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в качестве замены традиционных ископаемых видов топлива (прежде всего нефти, мазута и угля) позволяет значительно снизить выбросы парниковых газов и других загрязняющих веществ в атмосферу [1]. Термин ВИЭ характеризует те источники энергии, запасы которых восполняются естественным образом [6]. Электрификация личного автомобильного и общегородского транспорта в крупных городах также позволяет сократить объемы выброса парниковых газов [4]. Использование ВИЭ не только снижает выбросы парниковых газов, но также содействует сохранению природных ресурсов и биоразнообразия регионов. Пока недостаточно исследованы объемы выбросов парниковых газов при производстве и утилизации солнечных панелей и ветрогенераторов, а также отслуживших аккумуляторов, однако, вероятно, эти выбросы будут явно меньше, чем при традиционном подходе.

Целью работы является анализ особенностей потоков метана и углекислого газа на территории России. На основе данных спутника GOSAT выполнен анализ годового хода и пространственного распределения потоков метана и углекислого газа на территории России.

Данные и методы

Для анализа особенностей потоков метана и углекислого газа мы использовали данные уровня обработки L4A global CO_2 и L4A global CH4 спутника GOSAT (Greenhouse Gases Observing Satellite). С помощью спутника GOSAT с 2009 г. у научного сообщества появилась возможность на постоянной основе получать данные о выбросах и поглощении парниковых газов [11]. Запуск этого спутника дал толчок к развитию других спутников и обсерваторий — в 2018 году был запущен еще спутник по программе GOSAT-2. Доступ к данным осуществляется через сайт [https://data2.gosat.nies.go.jp/doc/doc_tech_en.html].

У спутника GOSAT есть несколько инфракрасных датчиков, с помощью которых он определяет плотность нужных для исследования парниковых газов — углекислого газа и метана. На основе взаимодействия солнечного излучения с атмосферой происходит рассеяние и поглощение солнечного излучения. Излучение, отраженное от поверхности или облаков, зависит от свойств поверхности (например, температуры). Излучение, которое достигло спутника, зависит от поглощающих свойств газового состава, вследствие чего и вычисляется концентрация газов в атмосфере [4]. Подобный принцип используется и для других спутников [6, 9].

Спутниковые данные доступны в виде концентраций содержания газов и в виде потоков. Данные по потокам дополнены данными о хозяйственной деятельности человека, что позволяет оценить вклад различных факторов в общий поток газов. Мы использовали данные по оптимизированным полным потокам, а также некоторые отдельные компоненты потоков. Эти данные имеют временной шаг в один месяц и пространственное разрешение 1 × 1 градус. Данные охватывают период с 2009 по 2021 годы, однако первый и последний год включает не все месяцы, поэтому для удобства анализа данных был взят временной промежуток с 2010—2020 гг.

Данные по потокам CO_2 уровня L4A доступны в формате NetCDF. В файлах CO_2 содержатся следующие переменные:

1) поверхностный поток CO_2, обусловленный сжиганием ископаемого топлива и производством цемента;
2) поверхностный поток CO_2, обусловленный сжиганием биомассы;
3) поверхностный поток CO_2, обусловленный биосферным обменом земли;
4) поверхностный поток CO_2, обусловленный обменом океана и атмосферы;
5) неопределенность в отношении поверхностного потока CO_2;
6) оптимизированный поверхностный общий поток CO_2.

В файлах CH_4 содержатся следующие переменные:

1) поверхностный поток CH_4, обусловленный антропогенными выбросами;
2) поверхностный поток CH_4, обусловленный сжиганием биомассы;
3) поверхностный поток CH_4, обусловленный естественными выбросами;
4) неопределенность в отношении поверхностного потока CH_4;
5) оптимизированный поверхностный поток CH_4;
6) неопределенность в отношении оптимизированного поверхностного потока CH^4.

Единицы измерения для CO^2 в граммах С/м^2/сут (gC m-2 day-1), а для метана в граммах — CH4/м^2/сут (gCH4 m-2 day-1). Положительные значения потоков указывают эмиссию, а отрицательные — на поглощение газов. При вычислении потоков газов мы брали все узлы сетки, попадающие на территорию России (без океана) и вычисляли среднее значение, а далее проводился анализ сезонной изменчивости.

Результаты

По результатам данных спутника GOSAT с помощью программы Surfer были созданы четыре карты (рис. 1). Карты иллюстрируют пространственное распределение потоков парниковых газов CO_2 и CH_4 на территории Российской Федерации и окружающих государств в январе и июле 2020 года. В январе потоки парниковых газов практически на всей территории России имеют близкие к нулю значения за исключением крупных городских агломераций, таких как Москва и Санкт-Петербург. Для Москвы максимум потока CO_2 в январе составляет 13,5 г · С/м^2/сут, для Санкт-Петербурга — 6 г · С/м^2/сут. Видно, что в Китае потоки CO_2 зимой положительные на достаточно больших площадях. На карте потоков метана в июле 2020 года помимо крупных городов наблюдаются также несколько крупных положительных зон (до 0,5 г · CH4/м^2/сут), которые, по всей видимости, связаны с лесными пожарами, наблюдаемыми на Урале и в Сибири. Потоки CO_2 летом на большей части территории России отрицательны, что свидетельствует о поглощении парниковых газов растительностью, однако в местах пожаров наблюдаются максимумы до 20—30 г · С/м^2/сут. С помощью карт можно сделать предварительные выводы, в каких регионах страны концентрация парниковых газов выше.

Также был проведен анализ сезонной и межгодовой изменчивости в среднем для территории России. Для анализа сезонной изменчивости были вычислены средние многолетние значения для каждого месяца с января по декабрь.

На рис. 2 представлены два графика для сезонной среднемесячной изменчивости потоков метана и углекислого газа. Всего же было сделано девять столбчатых диаграмм. На графиках прекрасно видно, как менялся годовой ход потоков на территории Российской Федерации. Для потока метана, обусловленного естественными выбросами, максимум наблюдается в июле. Для CO_2, связанного с биосферным обменом зимой, значения положительные до 0,45 г · С/м^2/сут, а летом в июне наблюдаются отрицательные до –1,3 г · С/м^2/сут.

Межгодовая изменчивость общего потока метана в Российской Федерации представлена на рис. 3. Здесь видна выраженная сезонная изменчивость: максимальное количество потока наблюдается летом, рекордное значение 0,0131 г·CH4/м^2/сут (июль 2020), минимальные же потоки наблюдаются в холодные месяцы (ноябрь—февраль), минимальное значение составляет 0,0039 г·CH4/м^2/сут (апрель 2019). Также присутствует положительный линейный тренд за исследуемые 10 лет.

Межгодовая изменчивость общего потока CO^2 в России представлена на рис. 4. Прослеживается ярко выраженная сезонная изменчивость. Максимум потока углекислого газа приходится на осень-зиму (приблизительно на октябрь-апрель), где рекордно высокое значение является 0,8566 г · С/м^2/сут (ноябрь 2017), минимальные значения естественны для лета. Самое отрицательное значение было зафик-

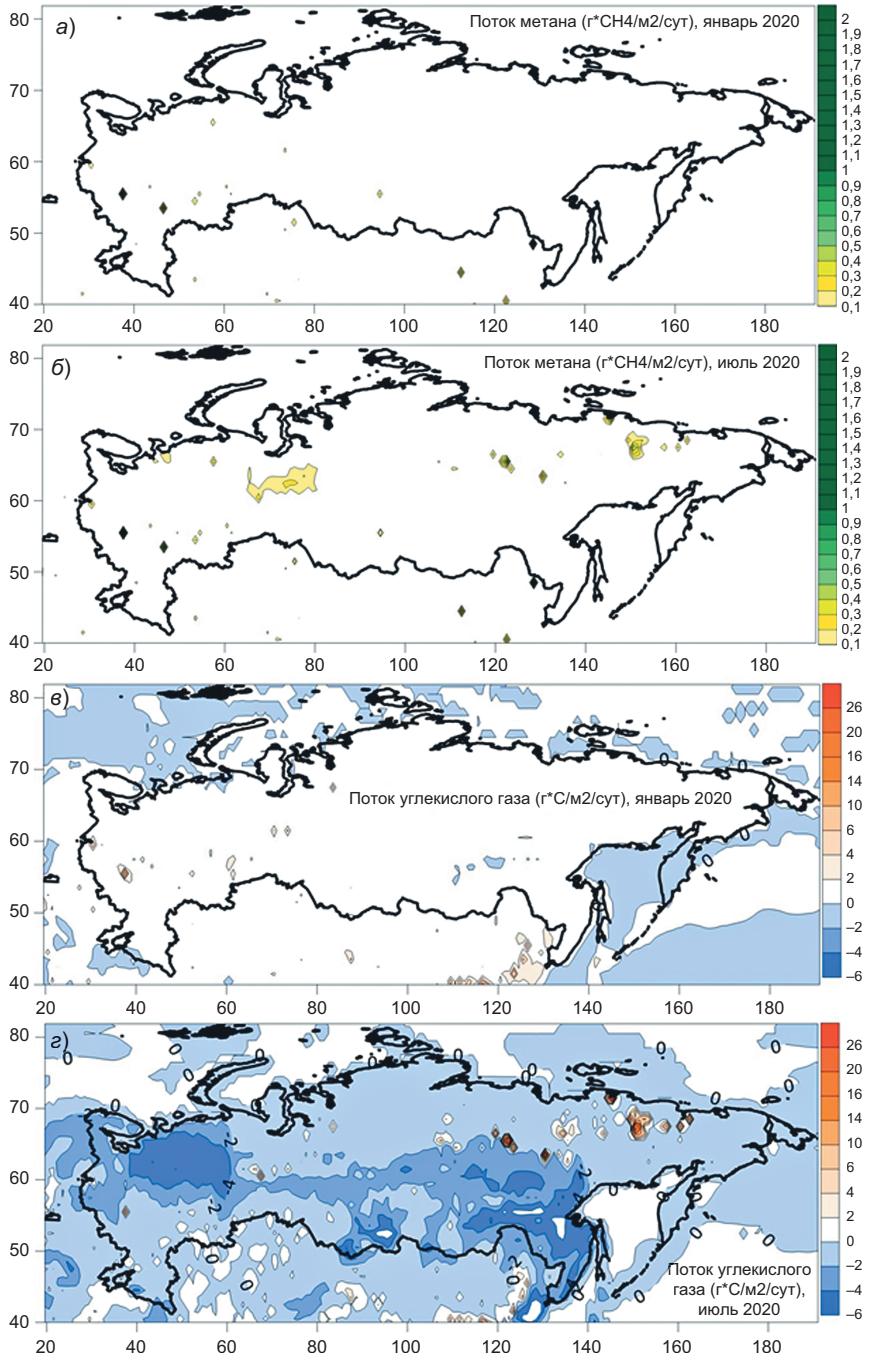


Рис. 1. Потоки CH4 (г · CH4/м^2/сут) в январе (*а*) и июле (*б*) 2020 года. Потоки CO_2 (г · C/м^2/сут) в январе (*в*) и июле (*г*) 2020 года

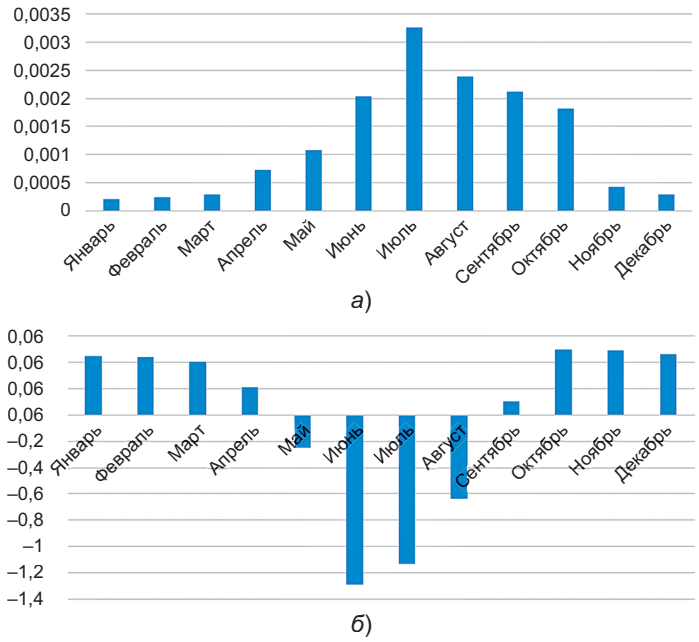


Рис. 2. Среднемесячная изменчивость потока CH_4 в граммах CH_4 на м^2 в день, обусловленного естественными выбросами (*а*) и потока CO_2 в граммах С на м^2 в день, обусловленного биосферным обменом Земли (*б*) в период за 2010—2020 гг.

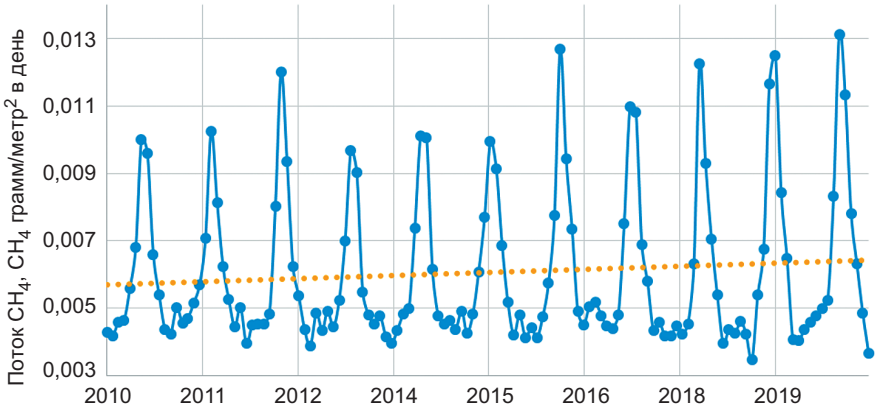


Рис. 3. Поток CH_4 в граммах CH4 на м^2 в день за период с 2010—2020 гг.

сировано спутником в июне 2016 года и составляло –1,7952 г · С/м^2/сут. Отрицательные значения показывают, что поглощение углекислого газа было больше, чем объем выбросов. Это связано прежде всего с поглощением CO_2 при росте лесов. Также присутствует положительный линейный тренд за исследуемые 10 лет.

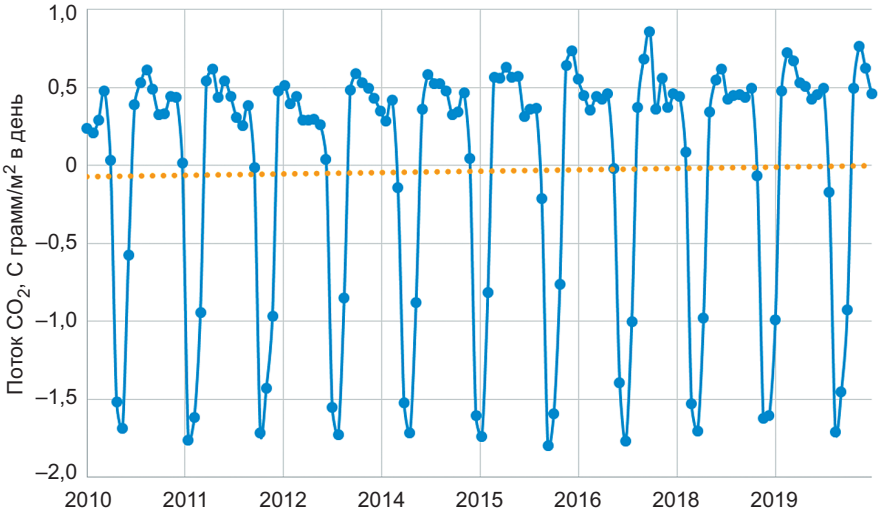


Рис. 4. Поток CO_2 в граммах С на м^2 в день за период с 2010—2020 гг.

Заключение

На основе спутниковых данных GOSAT выполнен анализ данных о потоках таких парниковых газов, как углекислый газ и метан, на территории Российской Федерации в период за 2010—2020 гг. Построены четыре карты, которые показывают пространственное распределение потоков CO_2 и CH_4 на январь и июль 2020 года на территории России и соседних государств. Особенно на картах CO_2 выделяются городские агломерации Москвы и Санкт-Петербурга в январе 2020 года, а также хорошо заметны Урал и Сибирь в июле 2020 на картах потока CH_4, что, возможно, связано с большим количеством лесных пожаров в то время. Выполнен анализ сезонного хода потоков. Линейные тренды показывают, что потоки углекислого газа и метана с каждым годом на территории Российской Федерации увеличиваются.

Список использованных источников

1. **Горюнова Н.Н., Огунлана А.О.** Возобновляемые источники энергии как основа реализации Парижского соглашения по снижению выбросов парниковых газов в России // Общество: политика, экономика, право. 2017. № 2. С. 34—37.
2. **Киселев А.А., Кароль И.Л.** Еще раз про метан // Природа. № 11. 2015.
3. **Лукьянов А.К.** Математические методы и алгоритмы восстановления общего содержания CO_2 по данным спутникого прибора Gosat // Томск, 2015.
4. **Милякин С.Р.** Электромобили или общественный транспорт: как снизить выбросы в городах? // Актуальные вопросы экономики и социологии: сборник статей. Новосибирск: Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН, 2021. С. 45—46.

5. **Мордвин Е.Ю., Лагутин А.А., Волков Н.В.** Межгодовая изменчивость содержания CO_2 в атмосфере юга Западной Сибири в 2014—2021 гг. по данным спутниковых наблюдений // Оптика атмосферы и океана. Физика атмосферы : XXVIII международный симпозиум, Томск, 04—08 июля 2022 года. 2022. С. B129—B132.
6. **Попель О.С.** Возобновляемые источники энергии: роль и место в современной и перспективной энергетике // Российский химический журнал. 2008. Т. 52. № 6. С. 95—106.
7. **Трифанов А.В., Базыкин В.И., Плаксин И.Е.** Определение выбросов метана от энтеральной ферментации при содержании свиней // АгроЭкоИнженерия. 2023. № 4 (117).
8. **Climate** and clean air coalition. https://www.ccacoalition.org/ru/resources
9. **Methane** Retrieval Algorithms Based on Satellite: A Review / Y. Jiang, L. Zhang, X. Zhang, X. Cao // Atmosphere 2024. 15. 449.
10. **Review** of equations to predict methane emissions in dairy cows from milk fatty acid profiles and their application to commercial dairy farms / S. Massaro, D. Giannuzzi, N. Amalfitano et al. // Journal of Dairy Science. 2024. 107. 10.3168/jds.2022.24814.
11. **Algorithm** Theoretical Basis Document (ATBD) for the estimation of CO_2 fluxes and concentration distributions from GOSAT and surface-based CO_2 data / S. Maksyutov et al. // NIES: Tsukuba, Japan. 2014.
12. **Vechi N., Mellqvist J., Scheutz Ch.** Quantification of methane emissions from cattle farms, using the tracer gas dispersion method. Agriculture, Ecosystems & Environment. 330. 107885. 10.1016/j.agee.2022.107885.
13. **United** Nations. https://www.un.org/ru/climatechange/cop26

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОЛНЕЧНОЙ МИКРОГЕНЕРАЦИИ ДЛЯ ЭЛЕКТРО- И ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В РЕГИОНАХ РФ

Скафарик А.И., аспирант, skafarik@mail.ru,
Кафедра РПП, НИЛ ВИЭ, Географический факультет
МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва

Ключевые слова: инсоляция, температура, отопление, ГВС, солнечная электростанция.

На основании актинометрических и температурных данных рассчитаны значения энергозатрат на нужды базового электропотребления, горячего водоснабжения и отопления для 30 регионов России, а также возможности их замещения с помощью электроэнергии, вырабатываемой станциями солнечной микрогенерации (ССМ, 15 кВт). Показано, что для базового электропотребления (5,5 МВт·ч в год) доля замещения составляет 43—50 % для потребителя типа «ДОМ» и 76—87 % для типа «ОФИС. Для ГВС и отопления эти параметры варьируют соответственно в пределах 24—36 % и 3—9 % для типа «ДОМ» и 22—32 % и 2—8 % для типа «ОФИС». Для обоих типов потребителя («ДОМ» и «ОФИС») замещение суммарных потребностей (базовое электропотребление + ГВС + отопление) в электроэнергии в большинстве случаев составляет 12—17 %, а в городах южных регионов РФ достигает 21—23 % в год. Возможности замещения потребностей в электроэнергии определяются соотношением таких физико-климатических параметров, как уровень инсоляции и температура. В относительно холодных регионах, но при этом обладающих достаточными солнечными ресурсами, возможно достижение высокой доли замещения энергозатрат, в том числе на ГВС и отопление, с помощью электроэнергии, выработанной на ССМ.

Автор выражает благодарность научному руководителю в.н.с. НИЛ ВИЭ геогр. ф-та МГУ им. М.В. Ломоносова к.ф.-м.н. Киселевой С.В., а также в.н.с. ОИВТ РАН, к.т.н. Фриду С.Е. за предоставленные данные о производительности фотоэлектрических модулей.

Введение

Одной из основных глобальных проблем современности является воздействие на окружающую среду объектов традиционной (углеводородной) энергетики. В связи с этим возобновляемые источники энергии (ВИЭ), в том числе солнечная

энергия, становятся все более актуальными для решения задач энергоснабжения и снижения антропогенной нагрузки. Развитие возобновляемой энергетики (ВЭ) в мире обусловлено рядом причин, таких как необходимость обеспечения электроснабжением территориально удаленных регионов, снижение зависимости от поставщиков углеводородного топлива и достижение энергетической независимости стран с дефицитом углеводородных топливно-энергетических ресурсов, содействие глобальной климатической повестке, которая требует снижения выбросов парниковых газов в атмосферу. Росту использования ВИЭ, в том числе, солнечных станций, способствует развитие технологий (например, рост КПД фотоэлектрических модулей) и снижение стоимости оборудования возобновляемой энергетики.

В России в целом вклад ВИЭ в структуре топливно-энергетического комплекса в значимых масштабах представлен пока только крупными гидроэлектростанциями (ГЭС), которые составляют около 20 % от всей установленной мощности. В последние годы в связи с ростом господдержки строительства станций на ВИЭ, в России растет установленная мощность и вклад в выработку электроэнергии солнечных и ветровых сетевых станций [1]. По состоянию на январь 2024 года, согласно данным Минэнерго России, в Единой энергосистеме РФ мощность солнечных электростанций составила около 2169,6 МВт, или 0,87 %. При этом вклад СЭС в выработку электроэнергии составил всего около 0,2 % [2].

Важно отметить, что помимо строительства крупных электростанций на ВИЭ мощностью более 25 МВт важным вкладом в развитие возобновляемой энергетики является распространение ВИЭ-электростанций малой мощности, которые могут устанавливаться как частными домохозяйствами, так и юридическими лицами. В 2019 г. в РФ был принят «Закон о микрогенерации», определяющий правила и меры поддержки производства энергии от ВИЭ на установках малой мощности частными собственниками [3]. Согласно закону, потребители, установившие у себя объект микрогенерации (например, батарею солнечных модулей) мощностью менее 15 кВт и имеющие связь с централизованной электросетью, смогут поставлять излишки электроэнергии гарантирующим поставщикам, а те должны приобрести неизрасходованную электроэнергию по ценам оптового рынка на момент покупки [3]. Конкретные правовые и технические нормы, а также условия присоединения и функционирования объектов микрогенерации регулируются постановлением правительства РФ от 2 марта 2021 года № 299 [4]. Собственники, таким образом, являются одновременно и потребителями энергии из сети (в случае недостаточности собственной генерации), и поставщиками энергии в сеть (в случае ее избытка), т.е. по принятой за рубежом терминологии, просьюмерами.

Ранее мы провели исследование по оценке ресурсной обеспеченности и экономической эффективности использования станций солнечной микрогенерации (ССМ) мощностью 15 кВт в ряде регионов России [5, 6], характеризующихся широким спектром физико-географических и экономических условий, которые могут

влиять на эффективность использования ССМ. В этих работах мы провели оценку возможных доходов от продажи излишков электроэнергии, выработанной с помощью ССМ, превышающих собственное базовое электропотребление (5,5 МВт·ч в год) потребителей в соответствии с законом о микрогенерации. Нами было показано, что экономическая эффективность ССМ в выбранных районах исследования варьирует в широких пределах в зависимости от сочетания таких факторов, как уровень солнечной радиации, розничный и оптовые тарифы на электроэнергию и график собственного потребления электроэнергии владельцем станции. Наши расчеты показали, что несмотря на значительные ресурсы солнечной энергии в районах Южной Сибири (Иркутск, Улан-Удэ), срок окупаемости ССМ здесь является максимальным: неоптимальные с точки зрения микрогенерации тарифы нивелируют значение физико-географических условий [5]. Для Европейской части России полученные оценки сроков окупаемости ССМ варьируют от 7 для южных до 11 лет для северных регионов [6].

Другим вариантом использования излишков электроэнергии в частных домохозяйствах (при отсутствии технологического присоединения к сети или при невыгодных условиях продажи излишков в сеть) может быть использование их на иные нужды просьюмера, например горячее водоснабжение (ГВС), отопление или кондиционирование. Традиционные системы нагрева воды для ГВС или отопления в частных домах могут использовать как электроэнергию из централизованных сетей, так и разные виды ископаемого топлива (газ, уголь, дрова, пеллеты и др.). В связи с этим они обладают рядом существенных недостатков: высокие эксплуатационные расходы, зависимость от централизованных сетей, а также негативное воздействие на экологическую обстановку. В этой связи замещение или частичное дополнение этих систем электроэнергией, получаемой с помощью станций солнечной микрогенерации, установленных собственниками, является важной задачей для повышения энергоэффективности и автономности частных домов. Эффективность использования ССМ в разных регионах в данном случае будет зависеть от обеспеченности солнечными ресурсами, температуры воздуха в течение года и других метеорологических характеристик.

Целью данного исследования является оценка доли возможного замещения тепловой энергии на нужды систем ГВС и отопления в частных домах на электроэнергию, вырабатываемую ССМ, в зависимости от географического положения (широта, долгота) и климатических условий (температура, инсоляция) для различных регионов России.

Методы исследования

Для исследования были выбраны 30 городов России, большая часть которых располагается в широтном диапазоне от 48 до 55° с.ш. и при этом охватывает территорию от наиболее западного региона РФ (Калининград) до вос-

точного (Петропавловск-Камчатский). Дополнительно для изучения влияния широтности (и соответственно уровня приходящей солнечной радиации) были проведены расчеты производительности ССМ для Санкт-Петербурга (59,9° с.ш.), Краснодара (45,0° с.ш.) и Владивостока (43,1° с.ш.) (табл. 1).

В качестве станций солнечной микрогенерации (ССМ) использовались модельные солнечные фотоэлектрические установки, территориально привязанные к центрам субъектов РФ, суммарной мощностью 15 кВт, состоящие из типовых фотоэлектрических модулей (ФЭМ) производства российской компании Hevel мощностью 445 Вт. При расчетах принималось, что угол наклона к горизонту приемной поверхности модулей β_{opt} соответствует максимальной годовой выработке:

$$\beta_{opt} = 0{,}568\varphi + 14{,}5, \quad (1)$$

где φ — географическая широта; азимутальная ориентация — юг. При расчетах производительности станций учитывается температура воздуха на уровне 2 м над поверхностью Земли. Расчеты проводились на основе данных о приходе солнечной радиации на горизонтальную поверхность с часовой детализацией по времени, при этом период расчета для получения статистически обоснованных результатов равен 22 годам (усредненные данные за 2001—2022 гг.). Источником актинометрических данных являлась база данных NASA CERES [7]. Пересчет приходящей радиации на наклонную поверхность проведен с использованием модели изотропно рассеянной радиации. Пространственное разрешение данных — 1° по широте и долготе. В результате были получены почасовые данные о выработке электроэнергии с помощью модельной ССМ для выбранных регионов.

Для оценки базового потребления электроэнергии был составлен график нагрузки потребителя — почасовой график потребления энергии типовым просьюмером. В качестве потребителей в данной работе, как и в [5], были выбраны два объекта, условно обозначенные нами «ДОМ» и «ОФИС», имеющие характерные для жилого помещения и предприятия офисного типа графики потребления энергии [8]. Для графика нагрузки жилого помещения характерен первый небольшой пик потребления электроэнергии в утренние часы и второй, более значительный, — в вечернее время, с максимальным потреблением энергии в 18 часов. Для офисного помещения задавалось постоянное потребление электроэнергии в период с 8.00 до 19.00 часов, нулевое потребление в остальное время суток. При этом суммарное годовое потребление электроэнергии для каждого вида объекта задавалось на уровне 5,5 МВт · ч в соответствии с имеющимися оценками потребления типичного домохозяйства [8]. Допускалось, что суточный график потребления типа «ОФИС» не меняется в течение года, а для графика типа «ДОМ» были предусмотрены два графика — зимний (октябрь — март) и летний (апрель — сентябрь).

Таблица 1. **Доли замещения потребностей в электро- и теплоснабжении объектов в регионах РФ (показатели суммарные за год)**

Город	*lat* гр. с.ш.	*long* гр. в.д.	Инсоляция (кВт · ч/м^2 в сутки)	$T_{год}$ (°C)	P (МВт · ч)	$Q_{ГВС}$ (МВт · ч)	$Q_{от}$ (МВт · ч)	ДОМ				ОФИС			
								$\alpha_{ЭЭ}$ (%)	$\alpha_{ГВС}$ (%)	$\alpha_{от}$ (%)	$\alpha_{общ}$ (%)	$\alpha_{ЭЭ}$ (%)	$\alpha_{ГВС}$ (%)	$\alpha_{от}$ (%)	$\alpha_{общ}$ (%)
С.-Петербург	59,9	30,3	3,1	4,7	15,4	28	58	44	24	3	12	76	22	2	13
Краснодар	45,0	39,0	3,9	12,6	21,3	22	30	46	35	5	21	85	32	4	23
Калининград	54,7	20,5	3,0	7,6	17,0	25	44	45	28	3	14	81	26	2	16
Смоленск	54,8	32,0	3,1	7,6	17,6	25	44	46	30	4	16	81	28	3	17
Калуга	54,5	36,3	3,1	4,8	17,9	29	58	45	27	3	13	82	25	2	14
Тула	54,2	37,6	3,1	4,8	19,0	29	59	45	29	4	14	82	27	3	15
Рязань	54,6	39,7	3,2	5,0	18,9	29	59	45	29	3	14	81	27	3	15
Саранск	54,2	45,2	3,4	4,2	19,0	30	62	44	28	3	13	80	26	3	14
Ульяновск	54,3	48,4	3,5	4,2	19,4	31	64	46	28	3	13	83	26	3	14
Самара	53,2	50,2	3,6	3,0	19,8	32	69	43	29	4	13	77	28	3	14
Оренбург	51,8	55,1	3,9	4,7	22,5	31	64	49	31	5	15	85	30	4	16
Уфа	54,7	56,0	3,5	3,0	19,8	32	69	47	29	4	13	83	27	3	14
Челябинск	55,2	61,4	3,4	2,3	20,9	33	71	47	30	4	14	83	28	3	15
Курган	55,5	65,3	3,6	2,0	21,1	34	73	46	29	4	14	83	28	3	15
Тюмень	57,2	65,5	3,3	1,3	19,5	34	76	45	27	4	13	81	26	3	13
Омск	55,0	73,4	3,6	1,4	20,9	34	76	47	29	4	13	82	27	3	14

Новосибирск	55,0	82,9	3,6	0,8	21,3	35	79	49	29	4	13	82	28	3	14
Барнаул	53,4	83,8	3,7	1,8	22,7	34	75	49	31	5	14	84	30	4	15
Горно-Алтайск	52,0	85,9	3,8	3,3	23,3	31	66	49	33	5	16	85	32	5	17
Абакан	53,7	91,4	3,7	2,2	20,7	33	72	40	30	4	14	61	30	4	14
Кызыл	51,7	94,5	4,0	0,5	23,2	35	80	47	31	5	14	85	30	4	15
Иркутск	52,3	104,3	3,8	0,2	20,6	36	82	48	29	4	13	84	27	3	14
Улан-Удэ	51,8	107,6	4,0	-1,1	22,6	37	88	48	31	4	14	85	29	4	14
Чита	52,0	113,5	4,1	-1,7	25,1	38	90	50	32	6	15	86	32	5	16
Благовещенск	50,3	127,5	4,2	0,0	25,3	37	84	47	33	6	16	85	32	5	17
Владивосток	43,1	131,9	4,7	6,4	23,7	28	52	49	36	9	21	87	32	8	22
Биробиджан	48,8	132,9	4,1	0,3	25,8	36	82	49	34	7	17	87	32	6	17
Хабаровск	48,5	135,1	4,1	1,3	24,0	35	78	49	33	6	16	87	32	5	17
Ю.-Сахалинск	47,0	142,7	3,7	3,0	19,5	30	64	49	32	4	15	84	32	3	16
П.-Камчатский	53,0	158,7	3,4	1,8	17,8	31	71	48	28	5	14	81	32	4	15

Примечания: *lat* — широта (град. с.ш.); *long* — долгота (град. в.д.); Инсоляция — Среднегодовая инсоляция (кВт·ч/м^2/сутки) при оптимальном угле наклона панели, варьирующем в течение года; $T_{год}$ — среднегодовая температура (°С); P — суммарная годовая выработка электроэнергии на ССМ (МВт · ч); количество энергии, необходимое для компенсации нужд на ГВС ($Q_{ГВС}$) и отопление ($Q_{от}$) (МВт·ч); $\alpha_{ЭЭ}$, $\alpha_{ГВС}$ и $\alpha_{от}$ (%) — доли замещения базового потребления электроэнергии, затрат энергии на ГВС и отопление с помощью ССМ; $\alpha_{ЭЭ+ГВС+от}$ (%) — доля замещения суммарных потребностей в электроэнергии.

Алгоритм расчета потребления тепловой энергии объекта и возможной компенсации энергозатрат на теплопотребление с помощью электроэнергии, выработанной ССМ

Для расчетов тепловой энергии, необходимой для обеспечения нужд ГВС и отопления применялись подходы, принятые в специальной литературе и нормативных актах [например, 9—13]. В данной работе расчет потребления тепловой энергии на нужды ГВС и отопления проводился для двухэтажного частного дома с площадью этажа 10 · 10 м и высотой стен каждого этажа 3 м. При заданных параметрах суммарная площадь ограничивающих поверхностей, через которую происходят теплопотери ($S_{огр}$) составляет 440 м^2 (сумма площадей стен, пола и потолка/крыши).

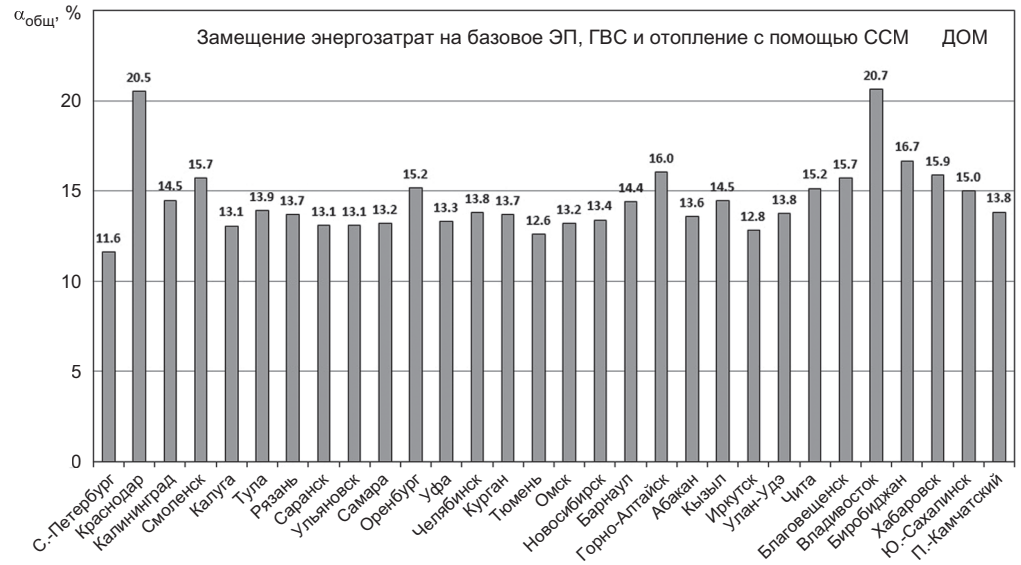
Для заданной точки региона (административный центр) для каждых суток года брались данные по средней суточной температуре из базы NASA POWER [7]. Было принято, что в течение суток температура не меняется и равна средней суточной температуре ($T_{сут}$, °C). На основании этого были сформированы последовательности почасовых значений температуры за год. Для каждой пятидневки года из данных NASA POWER ($T_{5сут}$, °C) была рассчитана средняя температура наружного воздуха и определялись даты начала и окончания отопительного периода, исходя из того, что среднесуточная температура за 5 суток не должна превышать 8 °C [11, 12]. Затем для каждого часа рассчитывалась разность внешней и внутренней температуры для определения суммарных теплопотерь здания (трансмиссионные, потери на вентиляцию и ГВС) за каждый час. Приведенный коэффициент теплопередачи принимался постоянным для всех локаций и равным 0,55 кВт · ч/(м^2 · С), внутренняя температура помещения — 20 °C. В данном случае проводились расчеты часовых теплопотерь, поскольку выработка электроэнергии станцией микрогенерации рассчитывалась также с часовой детализацией по времени. В каждом часе отопительного периода определялся баланс между выработанной ССМ энергией и ее потреблением. Принималось, что в первую очередь выработанная электроэнергия идет на нужды базового электропотребления (C, кВт · ч). При наличии излишков электроэнергия расходуется на нагрев воды для нужд ГВС. Оставшиеся излишки электроэнергии используются на нужды отопления. Из полученных почасовых балансов определялась доля (%) замещения расходов электроэнергии на базовое электропотребление ($\alpha_{ЭЭ}$), ГВС ($\alpha_{ГВС}$) и отопление ($\alpha_{от}$) как отдельно, так и для суммарного энергопотребления ($\alpha_{общ}$) электроэнергии и тепловой энергии. Расчеты проводились для каждого часа года, а почасовые значения суммировались для выбранных периодов времени (месяц, год).

Результаты и обсуждение

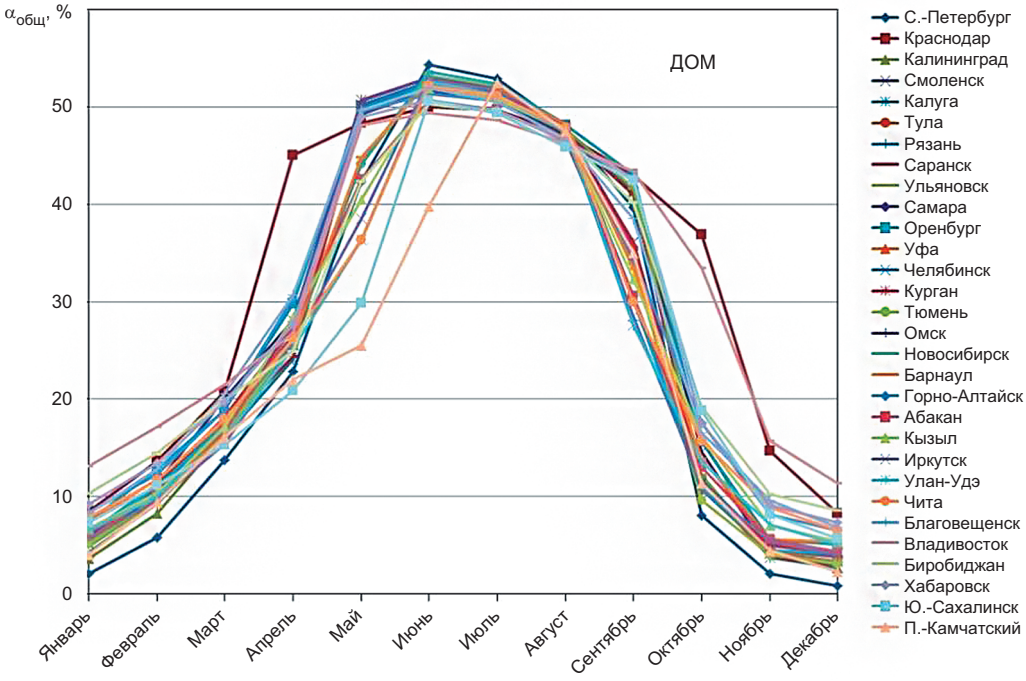
Физико-географические характеристики (температура, приходящая радиация) рассмотренных локаций, а также рассчитанные значения выработки электроэнергии на ССМ, потребление электроэнергии на ГВС и отопление, а также доли замещения потребностей за счет электроэнергии от ССМ для типов потребителей «ДОМ» и «ОФИС» приведены в табл. 1.

Для выбранного типа здания годовые энергозатраты на базовое электропотребление принимались за 5,5 МВт·ч для всех регионов, в то время как рассчитанные затраты на ГВС варьируют в диапазоне 25—38, а на отопление 44—90 МВт·ч/год в зависимости от температурных условий региона. В соответствии с результатами расчетов, ССМ может компенсировать примерно 43—50 % базового электропотребления для типа «ДОМ» и 76—87 % для типа «ОФИС. Для ГВС и отопления эти параметры варьируют в пределах 24—36 % и 3—9 % для типа «ДОМ» и 22—32 % и 2—8 % для типа «ОФИС» соответственно. Для обоих типов потребителей доля замещения суммарных потребностей в электроэнергии (на базовое электропотребление, ГВС и отопление) составляет 12—17 % для большинства выбранных городов (рис. 1, *а*). При этом в городах, расположенных в наиболее низких широтах из выборки (Краснодар и Владивосток), обеспеченных высоким уровнем солнечных ресурсов, доля замещения суммарных потребностей в электроэнергии достигают 21—23 % в год (рис. 1, *а*). В течение года доля замещения суммарных потребностей за счет электроэнергии от ССМ может достигать около 55 % в летние месяцы и снижаться до практически нулевых значений в зимнее время (рис. 1, *б*). Подобные вариации логично объясняются ростом обеспеченности солнечными ресурсами при сниженной потребности в электроэнергии на ГВС и отопление в летний период при противоположной динамике в зимнее время.

Следует отметить, что даже в регионах РФ с холодным климатом, но обладающих более высокими солнечными ресурсами, возможен и более высокий уровень замещения энергозатрат с помощью ССМ. Подобная зависимость, например, наблюдается в городах Иркутск, Улан-Удэ, Чита, которые расположены примерно на одной широте (52° с.ш). При этом значения среднегодовой температуры снижаются, а уровни инсоляции увеличиваются от Иркутска к Чите. В результате, несмотря на более холодные условия и повышенные энергозатраты на ГВС и отопление, в Чите отмечается более высокая доля замещения суммарного энергопотребления по сравнению с Иркутском и Улан-Удэ.



а)



б)

Рис. 1. Доля замещения годовых (*а*) и ежемесячных (*б*) энергозатрат на суммарные нужды (базовое электропотребление, ГВС и отопление) для потребителя типа «ДОМ»

Заключение

Использование систем солнечной микрогенерации может компенсировать часть энергозатрат на нужды базового электропотребления, ГВС и отопления в частных домах и офисах, что приводит к снижению затрат на покупку электроэнергии или использование других видов топлива, снижению выбросов от сжигания ископаемых видов топлива, а также к большей автономности от централизованных сетей. Даже в регионах России с холодным климатом, но при этом обладающих достаточными солнечными ресурсами, возможна достаточно высокая степень замещения энергозатрат на ГВС и отопление с помощью электроэнергии, выработанной на ССМ.

Список использованных источников

1. **Распоряжение** Правительства РФ от 9 июня 2020 года № 1523-р «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года».
2. **Отчет** о функционировании ЕЭС России в 2023 году. [Электронный ресурс] // Официальный сайт Системного оператора Единой энергетической системы. Доступно по ссылке: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2024/ups_rep2023.pdf. Дата обращения 01.11.2024].
3. **Федеральный** закон № 471-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» в части развития микрогенерации» от 27 декабря 2019 года // СПС ГАРАНТ.
4. **Постановление** Правительства РФ от 2 марта 2021 года № 299 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в части определения особенностей правового регулирования отношений по функционированию объектов микрогенерации» // СПС ГАРАНТ.
5. **Скафарик А.И., Киселева С.В.** Ресурсная обеспеченность и экономическая эффективность сетевых солнечных станций малой мощности в регионах России // Вестник Московского университета. Серия 5: География. 2023. Т. 5. № 78. С. 36—50.
6. **Скафарик А.И., Дегтярев К.С., Киселева С.В.** Физико-географические и экономические факторы эффективности солнечной микрогенерации в Европейской части России // Вестник Воронежского государственного университета. Серия: География. Геоэкология, 2025.
7. **Официальный** сайт проекта NASA CERES. — URL: https://ceres.larc.nasa.gov/ (Дата обращения: 01.11.2024).
8. **Габдерахманова Т.С.** Исследование энергетической и экономической эффективности фотоэлектрических систем микрогенерации в условиях Российской Федерации: дисс. канд. техн. наук. Москва, 2019. 152 с.
9. **Богословский В.Н., Сканави А.Н.** Отопление: учебник для вузов. М.: Стройиздат, 1991. 735 с.
10. **Пилипенко Н.В.** Тепловые потери и энергетическая эффективность зданий и сооружений: Учебное пособие. Санкт-Петербург: Университет ИТМО, 2016. 54 с.

11. **Межгосударственный** стандарт ГОСТ 30494—2011 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях» (Дата введения 01.01.2013 взамен ГОСТ-30494-96). М.: Стандартинформ, 2013.
12. **СП 50.13330.2024** СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий» (утв. приказом Министерства строительства и ЖКХ РФ от 15 мая 2024 г. № 327/пр).
13. **СП 131.13330.2020** СНиП 23-01-99* «Строительная климатология» (утв. приказом Министерства строительства и ЖКХ РФ от 24 декабря 2020 г. № 859/пр).

ПРИНЦИПЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ НА ВЫБРОСЫ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В РОССИИ С УЧЕТОМ МЕЖДУНАРОДНОГО ОПЫТА

Скубачевская Н.Д., младший научный сотрудник, nina.hv@mail.ru,
ИНП РАН, Москва

Ключевые слова: система торговли выбросами (СТВ), углеродная единица, углеродный налог, квота, углеродный кредит, механизм трансграничного углеродного регулирования.

В работе перечислены факторы, из-за которых тема углеродного ценообразования в России является актуальной, рассмотрены свойства действующей системы на Сахалине, а также потенциальные трудности введения национальной системы торговли выбросами в России. Предложен ряд рекомендаций по формированию рынка в зависимости от поставленных целей.

Актуальность вопроса развития системы углеродного ценообразования в России

Многие страны реализуют низкоэмиссионную политику через введение углеродного ценообразования. Существуют различные механизмы воздействия на эмитентов, например углеродный налог, система торговли разрешениями на выбросы, внутреннее углеродное ценообразование, климатическое финансирование, ориентированное на результат и т.д. [1]. В России на национальном уровне пока не функционируют механизмы ценообразования на выбросы парниковых газов, однако их введение имеет нижеследующие потенциальные возможности.

1. Введение регулируемого рынка торговли выбросами парниковых газов стимулирует корректировку инвестиций в сторону низкоэмиссионных решений. Со временем рынок торговли выбросов развивается, цены на выбросы растут, объем бесплатных разрешений уменьшается. Эмитентам становится невыгодно покрывать свои выбросы лишь за счет оплаты штрафов, покупки разрешений или углеродных кредитов, возникает необходимость сделать акцент в инвестиционной стратегии в сторону низкоуглеродных технологий. Например, регуляторные факторы могут сильно повлиять на структуру производства электроэнергии, делая традиционные технологии сжигания угля и газа менее конкурентоспособными [3].

2. Согласно пункту 6 Парижского соглашения, планируется создание международного рынка торговли выбросами. С этой точки зрения необходимо разработать модель ценообразования на углерод в России таким образом, чтобы она была легковстраиваемой в международную модель для получения новых возможностей в дальнейшем.

3. В 2023 году в ЕС вступил в силу механизм пограничной углеродной корректировки (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM), платежи по данной системе начнут действовать с 2026 г. Это сбор, уплачиваемый импортером, на основе прямых выбросов парниковых газов, которые были произведены при выпуске продукции. Цена на выбросы будет определяться ценой на разрешения рынка торговли выбросами ЕС [4]. Это создаст дополнительную финансовую нагрузку для российских экспортеров. Однако если производитель заплатил за свои выбросы в стране происхождения товара, эта сумма вычитается из CBAM. Но здесь также стоит учитывать, что система ценообразования страны происхождения товара должна быть схожей с СТВ ЕС и конкретные индикаторы соответствия этим требованиям на данный момент еще не определены.

4. В рамках Парижского соглашения и указа Президента РФ от 4 ноября 2020 г. № 666 «О сокращении выбросов парниковых газов», стратегии развития с низким уровнем выбросов, климатической доктрины Россия взяла на себя четкие целевые установки по ограничению выбросов. Углеродное ценообразование может стать одним из методов достижения углеродной нейтральности к 2060 году [5].

Пилотная СТВ на Сахалине. Проблемы и возможные пути решения

На данный момент в России запущен пилотный проект торговли выбросами на Сахалине, который действует по японской модели. Данная модель отличается от СТВ ЕС, функционирующей по европейской модели. Главное отличие заключается в том, что в европейской модели эмитенту необходимо покрыть разрешениями все свои выбросы, а в японской модели участнику необходимо приобретать углеродные кредиты лишь в случае превышения базового показателя. И если сахалинский эксперимент в будущем распространить на всю Россию, это может затруднить вычет суммы, уплаченной на российском углеродном рынке, из CBAM. Также в нынешней системе существует ряд свойств, создающих указанные ниже риски.

1. Объектом регулирования являются организации, как юридические лица. Компанию можно разделить на более мелкие, поэтому возникает риск избегания участия в системе торговли выбросами, поскольку участники отбираются по объему годовых выбросов. В мировой практике в качестве объектов регулирования выбираются промышленные установки. В СТВ ЕС и Казахстана также изначально

в качестве объекта регулирования выступали юридические лица, но со временем выбор объекта частично или полностью пересмотрели в сторону установок.

2. Некоторые регулируемые системы торговли выбросами предусматривают использования углеродных единиц климатических проектов, торговля которыми происходит на добровольном углеродном рынке. Чаще всего углеродными единицами можно покрыть лишь часть выбросов эмитента, в СТВ Китая или Южной Кореи максимальная доля использования добровольных углеродных единиц составляет 5 и 10 % соответственно. Однако в СТВ Сахалина предусмотрено неограниченное использование единиц добровольного рынка выбросов для выполнения своих обязательств. Это может привести к риску затруднения ограничения выбросов, поскольку эмитент может просто купить объем углеродных единиц, равный объему обязательств.

3. Также существует особенность формирования штрафной системы. За превышение базового порога достаточно заплатить небольшой штраф без покрытия выбросов кредитами, т.е. штраф освобождает от необходимости покрытия углеродными кредитами выбросов сверх базового порога, что порождает риск отсутствия стимула у участников внедрять низкоэмиссионные технологии. Штраф необходимо уплачивать вместе с покрытием превышения базового показателя. В некоторых странах также применяется повышающий коэффициент к данному дисбалансу [6].

Рекомендации для будущей национальной регулируемой СТВ России

Из предыдущих двух разделов можно сделать вывод, что экономика России в будущем может столкнуться с механизмом CBAM, а также с введением международного СТВ. Благодаря введению национальной СТВ российская экономика может отреагировать на данные факторы, стараясь минимизировать будущие риски, а также воспользоваться возникающими возможностями. Однако действующий пилотный проект имеет ряд свойств, которые могут привести к определенным рискам. Ниже приведены различные цели, которые могут быть достигнуты благодаря внедрению национальной СТВ, а также приведены рекомендации, необходимые для ее осуществления и уменьшения вероятности реализации перечисленных ранее рисков.

Цель 1: Принятие ЕС российской СТВ для зачета части выплат по CBAM.
Рекомендации для ее достижения.

1. Пересмотреть модель СТВ. Перейти от японской модели к европейской.

2. Ввести ограничение использования углеродных единиц климатических проектов в национальной СТВ. Из-за неограниченного использования и непризнания

российского стандарта может возникнуть недоверие к выполненным обязательствам эмитентами на российской СТВ.

3. Скорректировать правила использования разрешений, а именно: использовать разрешения лишь с прошлых, а не с будущих периодов торговли по аналогии с СТВ ЕС.

4. Ввести резерв стабильности рынка, который окажет положительное влияние на ликвидность рынка. Резерв стабильности рынка позволяет резервировать неиспользованные избытки разрешений на время, чтобы избежать остановки активности в торговле, а также чрезмерного удешевления цен на углерод. Возможна и обратная ситуация с высвобождением дополнительных разрешений в случае их нехватки, что поможет избежать их чрезмерного удорожания. Данный механизм также свидетельствует о «развитости» рынка и также есть в СТВ ЕС.

5. Распределять бесплатные разрешения на основе бенчмаркинга, как в СТВ ЕС. В рамках работы под бенчмаркингом подразумевается механизм распределения разрешений на первичном углеродном рынке, основанный на средних показателях выбросов 10 %[1] лучших по показателям установок, производящих конкретный продукт. На данный момент распределение первичных разрешений происходит на основе исторических выбросов предприятия, что является более лояльным механизмом.

6. Ввести аукцион при первичном распределении разрешений в случае принятия европейской модели для большего сходства с СТВ ЕС, но пока его не использовать для первичного распределения, как в Казахстане, для снижения финансовой нагрузки для эмитентов.

Цель 2: Встраивание в мировую СТВ, согласно 6 пункту Парижского соглашения.

Рекомендации для ее достижения.

1. Пересмотреть модель СТВ. Переход от японской модели к европейской, которая более распространена. Также самые «развитые» и крупные СТВ (СТВ ЕС и Китая) функционируют на основе этой модели.

2. Ввести запрет использования углеродных единиц климатических проектов в национальной СТВ из-за проблемы взаимного признания национальных стандартов.

3. Введение резерва стабильности рынка поможет контролировать цены на углерод в случае резкого скачка цен при объединении с СТВ других стран, где цены на разрешения выше. Например, в 2023 году средняя цена на вторичном рынке одной тонны выбросов в СТВ ЕС составляла 90 долл., в то время как в СТВ Китая и Казахстана 10 и 1 долл. соответственно. При объединении рынков участники

[1] https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/free-allocation/allocation-industrial-installations_en

СТВ с низкими ценами на углерод могут быть не готовы к их резкому повышению. Резкое удешевление разрешений для участников СТВ ЕС также может негативно повлиять на их мотивацию к сокращению выбросов.

Таким образом, система торговли выбросами — сложный механизм с большим количеством нюансов, которые отличаются в каждой стране. Необходимо понять, нужно ли введение ценообразования на выбросы парниковых газов в России, какой механизм ценообразования будет обладать наибольшими преимуществами с учетом вышеперечисленных потенциальных возможностей.

В продолжение работы планируется создать сценарную модель российского углеродного рынка, которая может реализовываться по европейской или японской модели. Мы хотим подобрать такие параметры будущего углеродного рынка, которые, с одной стороны, лучше встраиваются в международную практику, с другой стороны, отвечают интересам страны, не создавая ощутимую дополнительную нагрузку на экономику.

Список использованных источников

1. **Иванов Н.** Предпосылки рождения мирового углеродного рынка // Нефтегазовая вертикаль. 2021. № 15—16.
2. **Международная** организация гражданской авиации. ИКАО. Предварительное изучение вопросов, касающихся увязки «открытых» систем торговли квотами на эмиссии с участием международной авиации, 2011.
3. **Исследование** направлений и сопутствующих затрат при снижении эмиссии углерода в электроэнергетике до 2050 года с учетом межотраслевых факторов / Ф.В. Веселов, А.А. Хоршев, И.В. Ерохина, Р.О. Аликин // Проблемы прогнозирования. 2023. № 6 (201). С. 79—90.
4. **European** Commission. Regulation (EU) 2023/956 of the European Parliament and of the Council of 10 May 2023 establishing a carbon border adjustment mechanism (Text with EEA relevance). [Электронный ресурс]. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv %3AOJ.L_.2023.130.01.0052.01.ENG&toc=OJ %3AL %3A2023 %3A130 %3ATOC
5. **Широв А.А., Колпаков А.Ю.** Целевой сценарий социально-экономического развития России с низким уровнем нетто-выбросов парниковых газов до 2060 года // Проблемы прогнозирования. 2023. № 6 (201). С. 53—66.
6. **Рубанов И.** Концепция развития углеродного рынка в России: как эффективно использовать передовую международную практику? // Биржевой вестник. 2024. № 1 (32).

ДИНАМИКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВИЭ В МАЛЫХ ОСТРОВНЫХ РАЗВИВАЮЩИХСЯ ГОСУДАРСТВАХ

Тетерина Н.В., инженер, ninok.net@gmail.com,
Географический факультет МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва

Ключевые слова: ВИЭ, островные государства, удаленные территории, устойчивое развитие, структура энергобаланса.

В статье рассматриваются изменения установленной мощности объектов на ВИЭ в малых островных развивающихся государствах за период с 2014 года по 2023 год; анализируется структура энергобаланса; выделяются страны-лидеры.

Островные территории во всем мире представляют собой максимально благоприятные ниши для развития возобновляемой энергетики в силу их изолированного местоположения. В России также есть много островов, где продолжается снабжение привозным углеводородным топливом, что является весьма дорогим и неэкологичным способом. Помимо самих островов в нашей стране много территорий на материке, которые можно приравнять к островным по причине их удаленности от основных энергосетей и трудной транспортной доступности. В связи с этим весьма актуально рассмотреть опыт развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на островных территориях в мире.

В нашей работе будет рассмотрена динамика развития ВИЭ в малых островных развивающихся государствах (МОРАГ) — так называемых Small Island Developing States (SIDS). Основным источником данных в нашем исследовании служат ежегодные отчеты Международного агентства International Renewable Energy Agency (IRENA).

Отличительной особенностью МОРАГ являются удаленность, подверженность стихийным бедствиям, небольшие размеры, ограниченные природные ресурсы, малочисленное население. Их рост и развитие сдерживаются высокими энергетическими, транспортными и коммуникационными издержками.

В табл. 1 приводится динамика установленных мощностей на этих островах за 4 года.

На большинстве островов этих трех групп наблюдается ежегодный ввод новых мощностей на ВИЭ. С 2014 года существует программа SIDS Lighthouses, координируемая и поддерживаемая агентством IRENA, которая помогает руководству этих островов осуществить переход от использования ископаемых источников

Таблица 1. **Суммарная установленная мощность на ВИЭ на МОРАГ по состоянию на 2018—2021 годы**

Место-положение	Островное государство	Суммарная установленная мощность на ВИЭ (МВт), год			
		2018	2019	2020	2021
Карибский бассейн	Антигуа и Барбуда	7,9	8	17	17
	Аруба	38,1	38	38	38
	Багамы	1,3	2	2	2
	Барбадос	24	25	50	50
	Белиз	110	103	103	103
	Британские Виргинские о-ва	0,7	1	1	1
	Куба	669	797	1252	1281
	Кюрасао	н.д.	н.д.	н.д.	60
	Доминика	н.д.	н.д.	7	7
	Доминиканская Респ.	1017	1315	1428	1532
	Гренада	2,6	3	4	4
	Гайана	51,2	53	53	53
	Монсеррат	н.д.	н.д.	0,3	1
	Сент-Китс и Невис	н.д.	н.д.	4	4
	Сент-Люсия	3,8	4	4	4
	Сент-Винсент и Гренадины	6,9	8	8	8
	Тринидад и Тобаго	3,3	3	4	4
	Теркс и Кайкос	0,4	1	1	1
Тихий океан	Острова Кука	6	7	5	5
	Фиджи	211,7	212	212	220
	Кирибати	2,9	3	3	3
	Маршалловы острова	1,6	2	2	2
	Микронезия	2,7	3	3	3
	Науру	0,7	1	2	2
	Новая Каледония	148,9	175	199	199
	Ниуэ	0,3	1	1	1
	Палау	1,3	1	2	2
	Папуа-Новая Гвинея	333	334	335	335

Окончание табл. 1

Местоположение	Островное государство	Суммарная установленная мощность на ВИЭ (МВт), год			
		2018	2019	2020	2021
Тихий океан	Самоа	26,6	29	29	29
	Соломоновы острова	3,6	4	4	4
	Тонга	6,4	8	8	8
	Тувалу	2,2	2	2	2
	Вануату	10	10	12	12
Африка, Индийский океан, Средиземное и Южно-Китайское моря	Кабо-Верде	35,3	36	35	35
	Коморы	1,4	1	1	1
	Мальдивы	10,9	15	28	32
	Маврикий	192	246	246	246
	Сан-Томе и Принсипи	2,6	2	3	3
	Сейшеллы	9,5	9	10	15
	Сингапур	н.д.	н.д.	554	651

Составлена автором на основе данных [1—4].

Таблица 2. **Суммарная установленная мощность на ВИЭ на всех МОРАГ**

Год	Мощность, МВт
2014	3411
2015	3736
2016	4090
2017	4361
2018	4793
2019	5724
2020	6141
2021	6533

Составлена автором на основе данных [4].

энергии к использованию возобновляемых. Партнерами по развитию этой инициативы являются 12 стран (из них 6 европейских), региональные международные и некоммерческие организации, частные компании, финансовые и исследовательские институты. В табл. 2 показано, как увеличивалась суммарная мощность

Таблица 3. **Общая установленная мощность на ВИЭ на МОРАГ по регионам**

Год	Мощность, ГВт		
	Карибский бассейн	Тихий океан	Атлантический, Индийский океаны и Южно-Китайское море
2014	2,37	0,73	0,56
2015	2,64	0,8	0,64
2016	2,9	0,83	0,72
2017	3,12	0,87	0,75
2018	3,5	0,9	0,85
2019	4,2	0,95	1
2020	4,6	1	1,05
2021	5	1,05	1,24
2022	5,37	1,18	1,53
2023	6,02	1,27	1,41

Составлена автором на основе данных [5].

установок на ВИЭ на островах, входящих в эту программу, с момента ее запуска, в табл. 3 — рост мощности по трем регионам островов.

В 2022 г. общая установленная мощность на всех МОРАГ составила 7,8 ГВт, а в 2023 г. достигла 8,7 ГВт [5]. Наибольший ввод новых мощностей на ВИЭ произошел в 2018—2019 годах и составил 931 МВт.

Лидером является солнечная энергетика — в последней статистике IRENA приводится, что на ее долю приходится 52 % от общей установленной мощности ВИЭ на МОРАГ. Использование гидроэнергетики увеличилось в 2023 г. на 19 % (а именно на 2,1 ГВт). Объем биоэнергетики также значительно вырос — на 16 % (на 1,7 ГВт). Доля геотермальной энергии и энергии океана составляет 1 % (0,06 ГВт).

По состоянию на 2023 год в Карибском регионе наблюдается сбалансированное использование солнечной фотоэлектрической энергии, биоэнергетики и гидроэнергетики, которые составляют 52 (5,38 ГВт), 23 и 22 % соответственно от общей установленной мощности. В Тихоокеанском регионе также преобладает использование солнечных установок: на их долю приходится 35 % от общей установленной мощности (1,27 ГВт).

В табл. 4 показано, какую долю в общей выработке составляет каждый используемый источник энергии на островах из МОРАГ, где наиболее широко применяются ВИЭ. Также в ней показаны доли используемых ВИЭ на этих островах.

Совокупная установленная мощность ВИЭ существенно увеличилась с 2014 по 2023 годы с 3,7 ГВт до 8,76 ГВт (здесь и далее данные [5]). Солнечная энергия

Таблица 4. **Структура энергобаланса и структура используемых ВИЭ в островных государствах-лидерах по установленной мощности ВИЭ в 2021 г.**

Островное государство	Структура энергобаланса, %		Используемые ВИЭ в общем энергоснабжении, %	
Куба	79	Нефтепродукты	96	Биомасса
	11	**ВИЭ**	2	Солнце
	8	Газ	1	Ветер
	2	Уголь и др.	1	Гидро
Доминиканская Республика	56	Нефтепродукты	71	Биомасса
	18	Уголь и др.	11	Гидро
	15	Газ	9	Ветер
	11	**ВИЭ**	9	Солнце
Фиджи	71	Нефтепродукты	65	Биомасса
	29	ВИЭ	34	Гидро
			1	Солнце
Папуа-Новая Гвинея	43	Нефтепродукты	91	Биомасса
	39	**ВИЭ**	5	Геотермальная
	18	Газ	4	Гидро
Маврикий	54	Нефтепродукты	86	Биомасса
	32	Уголь и др.	7	Солнце
	14	**ВИЭ**	6	Гидро
			1	Ветер
Сингапур	71	Нефтепродукты	85	Биомасса
	26	Газ		
	2	Уголь и др.	15	Солнце

Составлена автором на основе данных [5].

продемонстрировала наиболее значительный рост, увеличившись с 0,1 ГВт в 2014 году до 4,2 ГВт в 2023 году. Мощность ветроэнергетики удвоилась (с 0,5 ГВт в 2014 году до примерно 1,0 ГВт в 2023 году); мощность биоэнергетики увеличилась примерно на 47 %, достигнув 1,7 ГВт в 2023 году. Это показывает высокий темп внедрения использования местных ВИЭ на островных государствах. Такой энергетический переход приведет к независимости островных государств от привозного топлива, экономии бюджета на его закупке и достижения целей устойчивого развития и устойчивости к изменению климата.

Список использованных источников

1. **IRENA (2020).** SIDS Lighthouses Initiative. Progress and way forward (January 2020). International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
2. **IRENA (2021).** SIDS Lighthouses initiative: Progress and way forward. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
3. **IRENA (2022).** SIDS Lighthouses Initiative: Progress and way forward. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
4. **IRENA (2023).** SIDS Lighthouses Initiative: Progress and way forward. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
5. **Официальный** сайт агентства IRENA https://islands.irena.org

ПОЛУЧЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ ТВЕРДЫХ ТОПЛИВ ИЗ ОТХОДОВ РАСТИТЕЛЬНОГО И ЖИВОТНОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ МЕТОДОМ ТОРРЕФИКАЦИИ

Фалеева Ю.М., научный сотрудник, faleeva.julia@mail.ru,
ОИВТ РАН, Москва

Ключевые слова: биомасса, биотопливо, низкотемпературный пиролиз, торрефикация, теплотворная способность.

В данной работе представлены результаты экспериментальных исследований низкотемпературного пиролиза (торрефикации) биомассы растительного и животного происхождения. Приведена оценка теплотворной способности получаемого биотоплива. Показано влияние температуры термической обработки на потребительские свойства гранулированного биотоплива (теплота сгорания, гигроскопичность). Продемонстрировано наличие эффекта саморазогрева в процессе торрефикации.

Введение

В современном мире одним из перспективных направлений развития энергетики является использование биомассы в качестве топлива. К биомассе относятся древесные и сельскохозяйственные отходы, торф и отходы жизнедеятельности различных видов. Биомасса считается перспективным решением текущих энергетических и экологических проблем, поскольку имеет широкое географическое распространение, большое годовое воспроизводство и надежную доступность. Биомасса является углеродо-нейтральным материалом, поскольку при ее переработке в атмосферу выбрасывается такое же количество углекислого газа, которое было поглощено из атмосферы растением или живым организмом в процессе своего роста. Значительное количество отходов растительного и животного происхождения представляет собой серьезную экологическую проблему при бесконтрольном накоплении и хранении, в то время как высокий энергетический потенциал данных материалов позволяет рассматривать их в качестве источника энергии. Использование местных видов биомассы в качестве энергетического ресурса позволяет утилизировать органические отходы, образующиеся в сельской и лесной промышленности, а также во многих случаях в экономическом плане является более

выгодным по сравнению с использованием привозного ископаемого топлива. Одним из наиболее перспективных способов получения топлива из биомассы является гранулирование. Пеллеты, полученные из отходов сельского хозяйства, имеют более высокую насыпную и энергетическую плотность. Однако одним из важнейших недостатков пеллет является их повышенная гигроскопичность (способность сорбировать водяные пары из окружающей среды). Необработанные пеллеты впитывают влагу, разбухают и при определенной массовой доли поглощенной влаги разрушаются. Помимо этого теплотворная способность биомассы, как правило, значительно меньше аналогичного показателя для традиционных ископаемых видов топлива.

В качестве основного технологического процесса улучшения потребительских свойств топлива из различных видов биомассы рассматривается процесс торрефикации — нагрев перерабатываемого сырья в инертной газовой среде до фиксированной температуры (температура торрефикации), которая обычно составляет 250—300 °С [1]. При торрефикации увеличивается плотность энергии и измельчаемость биотоплива, снижается предел гигроскопичности и подверженность гниению [2]. Биомасса обретает гидрофобные свойства и не требует специальных условий при хранении и транспортировке, что необходимо для предотвращения поглощения влаги при контакте с окружающей средой.

В данной работе были выполнены экспериментальные исследования торрефикации при различных температурах нескольких видов отходов растительного и животного происхождения.

Материалы

В качестве исследуемых материалов в работе были использованы пеллеты из костры льна, пеллеты из органического удобрения на основе птичьего помета, а также древесные пеллеты. Помимо гранулированных материалов в работе были использованы щепа и кора хвойной древесины. В табл. 1 представлены основные характеристики исследуемых материалов в пересчете на сухую массу. Элементный анализ был выполнен с использованием элементного анализатора Vario Macro Cube (Германия). Значение зольности определяли в муфельной печи Nabertherm L9/12/SW (Германия) в соответствии с ГОСТ Р 56881—2016. Содержание элементарного кислорода получали по разнице. Теплотворную способность сырья рассчитывали на основе элементного анализа по формуле Менделеева:

$$Q_B = 339C_C + 1256C_H — 109(C_O - C_S), \quad (1)$$

где C_C, C_H, C_S и C_O — процентное содержание углерода, водорода, серы и кислорода в сырье, мас. %.

Таблица 1. **Характеристика исходных материалов**

Материал	Элементный состав и зольность, мас. %						Теплота сгорания, МДж/кг	
	C	H	N	S	O	Ash	Q_H	Q_B
Пеллеты из костры льна	49,39	5,79	0,49	—	42,31	2,02	18,09	19,40
Пеллеты из птичьего помета	38,59	5,67	3,48	0,58	36,84	14,84	14,96	16,25
Пеллеты древесные*	49,9	6,1	0,1	—	43,6	0,3	18,45	19,83
Щепа	49,84	6,26	0,09	0,01	43,28	0,52	18,63	20,05
Кора	55,62	7,48	0,51	0,02	35,01	1,36	22,75	24,44

* Данные взяты из [3].

Торрефикация

Торрефикация материалов проводилась на лабораторном стенде, подробно описанном в предыдущих работах [4, 5]. Стенд включал электрическую печь, цилиндрический реактор, вмещающий до 100 г биомассы, термопары, трубку подачи аргона для обеспечения инертной среды и систему сбора конденсируемых и неконденсируемых продуктов низкотемпературного пиролиза. Контроллер электрической печи позволял регулировать темп нагрева. Температура термической обработки фиксировалась при помощи термопары, помещенной в слое материала, и составляла 230, 250, 270 и 300 °C. В табл. 2 представлены элементный состав,

Таблица 2. **Характеристика полученного биотоплива**

Материал	Температура торрефикации, °C	Элементный состав и зольность, мас. %						Теплота сгорания, МДж/кг		Выход, мас. %
		C	H	N	S	O	Ash	Q_H	Q_B	
Пеллеты из костры льна	230	50,90	5,71	0,35	—	40,85	2,19	18,68	19,97	89,0
	250	52,79	5,71	0,44	—	38,64	2,42	19,56	20,85	79,6
	270	54,96	5,47	0,38	—	36,42	2,76	20,30	21,54	69,0
Пеллеты из птичьего помета	230	44,56	4,96	3,86	0,64	26,82	19,16	17,36	18,48	86,4
	250	46,97	4,60	4,23	0,81	21,82	21,57	18,36	19,40	77,9
	270	47,05	4,58	4,24	0,81	19,39	23,93	18,64	19,68	69,7
	300	47,10	4,58	4,24	0,81	15,68	27,59	19,06	20,09	61,1
Щепа	300	69,38	5,54	0,25	0,10	23,63	1,10	26,67	27,92	47,3
Кора	300	69,05	5,74	0,79	0,04	22,16	2,22	26,91	28,21	61,3

зольность, расчетная теплотворная способность полученного биотоплива, а также выход твердого остатка в пересчете на сухое состояние. Выход был рассчитан как отношение массы твердого остатка после торрефикации к массе исходного материала. В процессе нагрева в инертной среде происходила потеря массы материала за счет выхода летучих веществ. В результате термообработки в материале увеличилось содержание углерода и снизилось содержание кислорода. Таким образом, теплотворная способность полученного биотоплива увеличилась по сравнению с исходными материалами.

На рис. 1 показано изменение высшей теплоты сгорания биотоплива в зависимости от температуры торрефикации. Стрелкой показано повышение температуры. Из графика видно, что с ужесточением режима термической обработки теплотворная способность возрастала для всех материалов. Так, для пеллет из костры льна высшая теплота сгорания увеличилась на 3, 7 и 11 % при температуре торрефикации 230, 250 и 270 °С соответственно. В случае пеллет из птичьего помета данный показатель увеличился на 14, 19, 21 и 24 % с ростом конечной температуры по сравнению с теплотворной способностью необработанных пеллет. При температуре торрефикации, равной 300 °С, высшая теплота сгорания древесной щепы и коры возросла на 39 и 15 % соответственно.

Однако стоит отметить, что с увеличением температуры торрефикации происходило снижение массовой доли выхода биотоплива. Для количественной оценки эффективности процесса получения биотоплива методом торрефикации необходи-

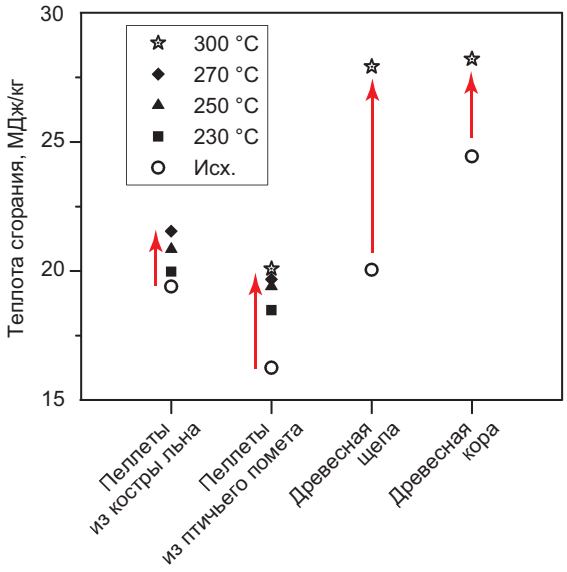


Рис. 1. Изменение теплоты сгорания биотоплива в зависимости от температуры торрефикации

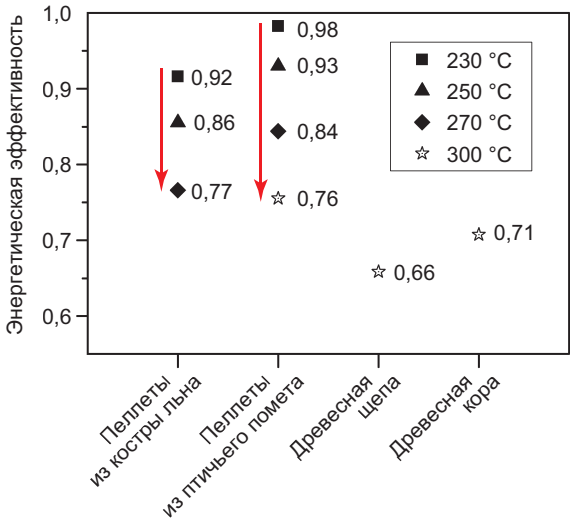


Рис. 2. Энергетическая эффективность получения биотоплива в зависимости от температуры торрефикации

мо учитывать выход твердого остатка. Энергетическая эффективность была рассчитана как отношение высшей теплоты сгорания остатка к высшей теплоте сгорания исходного материала, помноженное на выход твердого остатка. На рис. 2 представлен график, на котором изображено изменение энергетической эффективности получения биотоплива из исследуемых материалов в зависимости от температуры торрефикации. Стрелкой также показано повышение температуры и ужесточение режима. Наиболее эффективным режимом с точки зрения энергетической эффективности является низкотемпературная торрефикация (230—250 °C). В случае пеллет из птичьего помета температура 270 °C также является рекомендуемой для получения биотоплива с энергетической эффективностью выше 0,8.

Исследование гигроскопичности полученного биотоплива

Помимо теплотворной способности не менее важным потребительским свойством является гигроскопичность биотоплива. Для демонстрации влияния процесса торрефикации на гидрофобные свойства биотоплива были проведены измерения предела гигроскопичности исходных материалов и твердого остатка после торрефикации с различными конечными температурами. Предел гигроскопичности определялся как максимальная равновесная влажность образцов, которую они приобретают при длительной выдержке в воздушной атмосфере со 100 % влажностью при комнатной температуре, равной 25 °C. Измерения проводили следующим образом: образцы материалов помещались в стеклянный эксикатор на перфорированную подставку, в сосуд заливалась вода, эксикатор плотно закрывался крышкой.

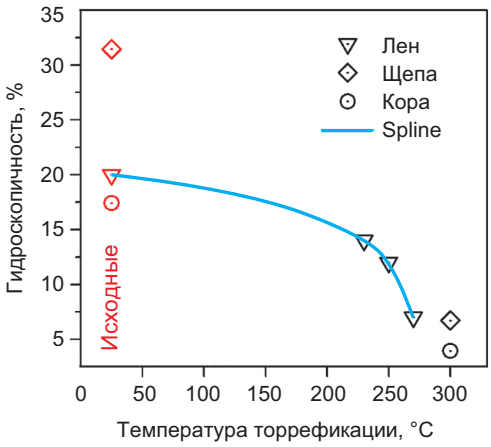


Рис. 3. Гигроскопичность исходных и торрефицированных материалов в зависимости от температуры торрефикации



а)



б)

Рис. 4. Фотографии пеллет из костры льна исходных (*а*) и прошедших торрефикацию при температуре 270 °С (*б*) после нахождения во влажной среде

По истечению заданного времени образцы взвешивались, проводились расчеты массовой доли общей влаги в образце. На рис. 3 представлен график изменения гигроскопичности исходных и термически обработанных материалов в зависимости от температуры торрефикации. В случае костры льна предел гигроскопичности исходных пеллет составлял 20 %, торрефицированных при 230, 250 и 270 °С — 14, 12 и 7 %, соответственно. Максимальная влажность древесной щепы и коры снизилась более чем в четыре раза: с 31 и 17 % до 7 и 4 % соответственно.

Улучшение гидрофобных свойств пеллет в результате торрефикации наглядно видно на рис. 4. Исходные пеллеты из костры льна потеряли форму и разрушились спустя сутки нахождения во влажной среде. Пеллеты, прошедшие торрефикацию при температуре 270 °С, после 10 суток нахождения во влажной среде сохранили свою форму. Таким образом, торрефикация позволяет существенно снизить требования по влажности в местах хранения и при транспортировке термически обработанной биомассы, предназначенной для дальнейшего энергетического использования.

Экзотермический эффект при торрефикации

Экзотермичность процесса торрефикации (нагрев до температур выше заданных режимом) можно объяснить реакциями взаимодействия первичных продуктов термического разложения друг с другом (вторичными реакциями с образованием

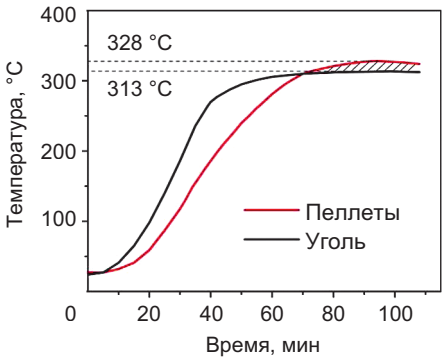


Рис. 5. Зависимость температуры внутри слоя исследуемого материала в процессе торрефикации

вторичных продуктов низкотемпературного пиролиза) [6]. В большинстве рассмотренных работ исследования проводились с помощью термогравиметрического анализа (ТГА) и ДСК на маленьких навесках биомассы (5—20 мг). В данной работе для исследования явлений саморазогрева в процессе торрефикации использовался лабораторный стенд, описанный выше. В качестве материала для исследования были выбраны древесные пеллеты. Эксперименты были выполнены при температуре 300 °С. Для оценки выделяемого тепла в процессе разложения органической части исследуемого материала помимо древесных пеллет в исследовании был использован «инертный» материал — древесный уголь. Поскольку нагревание угля не сопровождается выделением тепла, сравнение изменения температуры в исходном и термообработанном материале позволяло оценить эффект саморазогрева, для чего эксперимент повторялся дважды. В результате сравнения был выявлен температурный пик, обусловленный экзотермическими реакциями при торрефикации древесных пеллет. Зафиксировано превышение температуры на 15 °С по сравнению с нагревом инертного материала (рис. 5).

Заключение

Термическая обработка в диапазоне температур 230—300 °С в инертной среде (торрефикация) позволяет улучшить потребительские свойства твердого топлива из отходов растительного и животного происхождения сельского хозяйства и лесопереработки. С повышением температуры торрефикации предел гигроскопичности уменьшался, удельная теплота сгорания полученного биотоплива возрастала. Для пеллет из костры льна, торрефицированных при температуре 270 °С, предельная гигроскопичность снизилась почти в три раза, для отходов деревообработки (щепа и кора) — более чем в четыре раза. Наибольшее увеличение теплотворной способности биотоплива по сравнению с исходными материалами составило 11 % для пеллет из костры льна, 24 % для пеллет из птичьего помета, 39 и 15 % для щепы и коры соответственно (в пересчете на сухую массу).

Таким образом, торрефицированная биомасса приобретает гидрофобные свойства и не требует специальных условий при хранении и транспортировке, необходимых для предотвращения поглощения влаги при контакте с окружающей средой. Помимо этого торрефицированная биомасса имеет улучшенные топливные харак-

теристики, выраженные увеличенной удельной теплотой сгорания по сравнению с необработанным сырьем.

Возможным направлением модернизации процесса торрефикации с целью создания технологии, которая является оправданной с точки зрения экономики, является разработка и создание схемы процесса, в которой выделяемое экзотермическое тепло используется в цикле переработки (торрефикации) биомассы. Это позволит в значительной степени сократить потребление энергии и реализовать процесс торрефикации экономически оправданно.

Список использованных источников

1. **Torrefaction** performance and energy usage of biomass wastes and their correlations with torrefaction severity index / Zhang C. et al. // Applied Energy. 2018. V. 220. P. 598—604.
2. **Effect** of inorganic species on torrefaction process and product properties of rice husk / S. Zhang et al. // Bioresource Technology. 2018. V. 265. P. 450—455.
3. **Синельщиков В.А., Сычев Г.А., Фалеева Ю.М.** Пиролитическая конверсия биомассы в синтез газ с заданным соотношением $[H_2]/[CO]$ // Теплофизика высоких температур. 2022. Т. 60. № 4. С. 584—588.
4. **Пиролиз** кофейной шелухи и пергамента / В.М. Зайченко и др. // Химия твердого топлива. 2021. № 1. С. 67—72.
5. **Зайченко В.М., Фалеева Ю.М., Крылова А.Ю.** Медленный пиролиз багассы сахарного тростника // Экологическая, промышленная и энергетическая безопасность — 2020: сборник статей по материалам Международной научно-практической конференции «Экологическая, промышленная и энергетическая безопасность — 2020». Севастополь: СевГУ, 2020. С. 190—194.
6. **Demirbas A.** Mechanisms of liquefaction and pyrolysis reactions of biomass // Energy Conversion and Management. 2000. No 41. P. 633—646.

ОЦЕНКА ТЕПЛОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ

Рустамов Н.А., доцент, narimrust@gmail.com,
Чертыкова Е.В., магистрант, chiertykova2002@gmail.com,
Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), Москва

Ключевые слова: геотермальная станция, скважина, теплоперенос, уравнение изменения температуры, теплосодержание.

Рассмотрены две математические модели изменения теплосодержания воды в скважине. Найденные решения с конкретными значениями параметров использованы для получения приблизительных оценок теплосодержания воды в скважине.

Разработка перспективного геотермального месторождения с целью строительства геотермальной станции, призванной обеспечить потребителей теплом и электроэнергией, начинается с обширной программы теоретических и экспериментальных работ по изучению всех параметров и природных механизмов данного месторождения. Эти исследования предшествуют выбору технологий по использованию имеющегося теплового ресурса. В подобных исследованиях активно применяется метод математического моделирования, позволяющий теоретически изучать, например, процессы распределения тепла

В настоящей работе рассматриваются математические модели — уравнения, решения которых используются для оценки некоторых тепловых ресурсов гипотетической станции, при этом для конкретизации расчетов взяты приблизительные данные по известной Ханкальской геотермальной станции (г. Грозный, Чеченская республика, Россия) [1, 2].

Получены некоторые сведения о выносе тепла из недр Земли в этой станции.

1. Уравнение теплопереноса только с учетом конвекции (всюду предполагается, что теплоносителем является вода) при установившемся режиме может быть записано в виде обыкновенного дифференциального уравнения [3]:

$$\frac{d^2T}{dz^2} - \frac{\rho c}{\lambda} v \frac{dT}{dz} = 0,$$

где T — температура; z — вертикальная пространственная переменная; λ — коэффициент теплопроводности; ρ — плотность воды; c — удельная теплоемкость; v — постоянная скорость вертикального движения воды.

Рассматриваемое уравнение — уравнение с постоянными коэффициентами.

Возьмем граничные условия в виде $T(z_1) = T_1,\ T(z_2) = T_2$.

Общее решение краевой задачи дается выражением

$$T = T_1 + \frac{T_2 - T_1}{e^{\frac{\rho c}{\lambda} v(z_2 - z_1)} - 1} + \frac{T_2 - T_1}{e^{\frac{\rho c}{\lambda} v z_2} - e^{\frac{\rho c}{\lambda} v z_1}} e^{\frac{\rho c}{\lambda} v z};$$

$$T = T_1 + \frac{T_2 - T_1}{e^{\frac{\rho c}{\lambda} v(z_2 - z_1)} - 1} \left(e^{\frac{\rho c}{\lambda} v(z - z_1)} + 1 \right)$$

или в более симметричной форме

$$T = T_1 + (T_2 - T_1) \frac{e^{\frac{\rho c}{\lambda} v(z - z_1)} + 1}{e^{\frac{\rho c}{\lambda} v(z_2 - z_1)} - 1}.$$

Используем приблизительные числовые значения параметров из [1, 2]:

$$T_1 = 100;\ T_2 = 95;\ v = 0{,}06 \text{ и } a^2 = 16{,}8 \cdot 10^{-8};\ \lambda = 0{,}675 \text{ из [4]}.$$

Несложные вычисления позволяют получить приближенную формулу для конкретных значений T_1 и T_2:

$$T(z) \approx 100 + 5\left(e^{z-100} - 1\right). \tag{1}$$

Тогда исходя из известного представления для теплосодержания

$$Q = c\rho VT,\ [5],$$

где V — объем воды в скважине, по числовым значениям глубина составляет 904,5 м, диаметр равен 250 мм, получаем

$$Q \approx 10^8 \left[180 + 9\left(e^{z-100} - 1\right) \right] \text{ в джоулях.} \tag{2}$$

Формула дает теплосодержание воды в скважине, если ее температура в среднем равна температуре в точке z.

Если учесть кондуктивное изменение температуры вдоль переменной z по времени t, несложно получить следующую задачу:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a^2 \frac{\partial^2 T}{\partial z^2};$$

$$T(0,z) = -0,006z + 100;$$

$$T(t,0) = T_1, T(t,l) = T_2,$$

где $a^2 = \frac{\lambda}{c\rho}$, а линейная функция $T(z) = -0,006z + 100$ задает распределение температуры в начальный момент времени вдоль отрезка прямой, если в начале температура равна 100 °С, а в конце отрезка прямой длины l = 904,5 равна 95 °С (как было отмечено выше, данные приблизительно определены по параметрам Ханкальской геотермальной станции [1, 2]). Таким образом, имеем первую краевую задачу для уравнения теплопроводности.

Такую задачу удобно решать операционным методом [6], применяя, например, преобразование Лапласа—Карсона [7], преимущества которой не очевидны, но часто используются в задачах теплопереноса, например, в [8].

Решение имеет вид

$$T(t,z) = t\left[e^{\frac{z}{a}} \frac{(T_1 - 100)e^{-\frac{l}{a}} - T_2 + 100 - 0,006l}{\left(e^{-\frac{l}{a}} - e^{\frac{l}{a}}\right)} + \right.$$

$$\left. + e^{-\frac{z}{a}} \frac{T_2 - 100 + 0,006l - (T_1 - 100)e^{\frac{l}{a}}}{\left(e^{-\frac{l}{a}} - e^{\frac{l}{a}}\right)} \right] + 100 - 0,006z.$$

Подставляя в это решение вышеуказанные значения параметров, после несложных расчетов имеем

$$T(t,z) \approx 0,427t\,\mathrm{e}^{-9045}\left(\mathrm{e}^{10z} - \mathrm{e}^{-10z}\right) + 100 - 0,006z.$$

Следовательно:

$$Q \approx 10^8\left[0,77t\,\mathrm{e}^{-9045}\left(\mathrm{e}^{10z} - \mathrm{e}^{-10z}\right) + 180 - 0,01z\right],$$

где t отсчитывается с нуля. При решении уравнения T_1 и T_2 берутся общие, но при расчете теплосодержания вместо них подставляются конкретные значения температур по данным Ханкальской геотермальной станции. Формула дает оценку теплосодержания воды в скважине в момент времени t, если ее средняя температура равна температуре в точке z.

Найденные формулы (1) и (2) хоть и отличаются по виду, но по идее близки к формулам, приведенным в [9], и учитывают изменения температуры. Для рассматриваемой конкретной геотермальной станции они представляют скорее теоретический интерес, поскольку на практике больше используются температурные показатели.

Более полный учет факторов, влияющих на вынос тепла водой, приводит к более сложным уравнениям при изучении динамики процесса [3, 10], решение которых аналитическими методами крайне непросто.

Полученные результаты представляют теоретический интерес для изучения функционирования геотермальной станции при разных температурных режимах. Результаты исследования позволяют дать общие выводы о процессе теплопереноса.

Список использованных источников

1. **Черкасов С.В.** Методологические основы создания и эксплуатации природно-техногенных систем геотермальной энергетики // автореф. дисс. на соискание ученой степени доктора технических наук. Москва, 2021. 44 с.
2. **Ханкальская** опытно-промышленная геотермальная станция как уникальная научная установка / С.В. Черкасов, М.Ш. Минцаев, А.А. Шаипов, А.М. Фахрутдинов // В сборнике «Возобновляемая энергетика XXI век: Энергетическая и экономическая эффективность / Материалы IV международного конгресса REENCON-XXI; под ред. Д.О. Дудника, О.С. Поппеля. 2018. С. 234—235.
3. **Лялько В.И., Митник М.М.** Исследование процессов переноса тепла и вещества в земной коре. — К.:«Наукова думка», 1978. 152 с.
4. **Справочник** по свойствам веществ и материалов. [Электронный ресурс] — URL: http://thermalinfo.ru (Дата обращения 19.04.2024).
5. **Тихонов А.Н., Самарский А.А.** Уравнения математической физики — М.: «Наука», 1977. 736 с.
6. **Эйдерман В.Я.** Основы теории функций комплексного переменного и операционного исчисления. — М.: Физматлит, 2002. С. 256.
7. **Laplace-Carson** Transform from Wolfram MathWorld. [Электронный ресурс] URL: https://mathworld.wolfram.com/Laplace-CarsonTransform.html (Дата обращения 18.02.2024).
8. **Авдонин И.А.** О некоторых формулах для расчета температурного поля пласта при тепловой инжекции // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. № 3. 1964. С. 37—41.
9. **Богуславский Э.И.** Технико-экономическая оценка освоения тепловых ресурсов недр. Л.: ЛГУ, 1984. 167 с.
10. **Чертыкова Е.В., Рустамов Н.А.** Математическое моделирование в задаче оценки теплового потенциала геотермального месторождения / Сборник трудов II межвузовского научно-методического семинара с международным участием «Математика и ее приложения в науке и образовании», Санкт-Петербургский университет ГПС МЧС России, 24.05.2024 (в печати).

ПАРОВАЯ ГАЗИФИКАЦИЯ БИОМАССЫ В КИПЯЩЕМ СЛОЕ

Шевырев С.А., канд.техн.наук, доцент, ssa.pmahp@kuzstu.ru,
кафедра теплоэнергетики КузГТУ, г. Кемерово

Ключевые слова: биомасса, паровая газификация, синтез-газ, углеродный остаток, квазистационарный режим, нестационарный режим, водород.

В статье представлены результаты паровой газификации биомассы в кипящем слое. Проведена оценка состава образующегося газа как в квазистационарном, так и нестационарном режиме. Выполнен технический и элементный анализ твердого углеродного остатка, образующегося в процессе паровой газификации.

Биомасса является перспективным материалом для создания энергоустановок с низким углеродным следом. В процессе преобразования ее органической части происходит образование углекислого газа, который впоследствии снова поглощается биомассой, в результате чего реализуется замкнутый цикл выделения и поглощения CO_2. Такой цикл более предпочтителен для создания углерод нейтрального способа получения энергии в сравнении с использованием ископаемого топлива.

Преобразование биомассы для получения энергии можно осуществлять с использованием различных технологий, например прямого сжигания, пиролиза, газификации, торрефикации, сбраживания, ферментации. Однако с точки зрения получения из биомассы продуктов с высокой добавленной стоимостью целесообразно рассмотреть технологию паровой газификации. Благодаря использованию перегретого водяного пара при отсутствии других газифицирующих агентов из биомассы можно получить горючий газ, содержащий максимальное количество водорода и CO. Эти газовые компоненты в различных объемных отношениях могут быть использованы для получения широкой номенклатуры химических веществ, в том числе метанола, эфиров, синтетического жидкого топлива, полиметилена, высших спиртов и других веществ [1].

С целью исследования качественных и количественных характеристик процесса паровой газификации проводились исследования в газогенераторе кипящего слоя [2]. Для такого гидродинамического режима наблюдается максимально эффективное протекание тепломассообменных процессов.

В исследованиях использовалась биомасса, представленная смесью древесных опилок в виде пеллет (рис. 1).



Рис. 1. Биомасса, используемая для паровой газификации

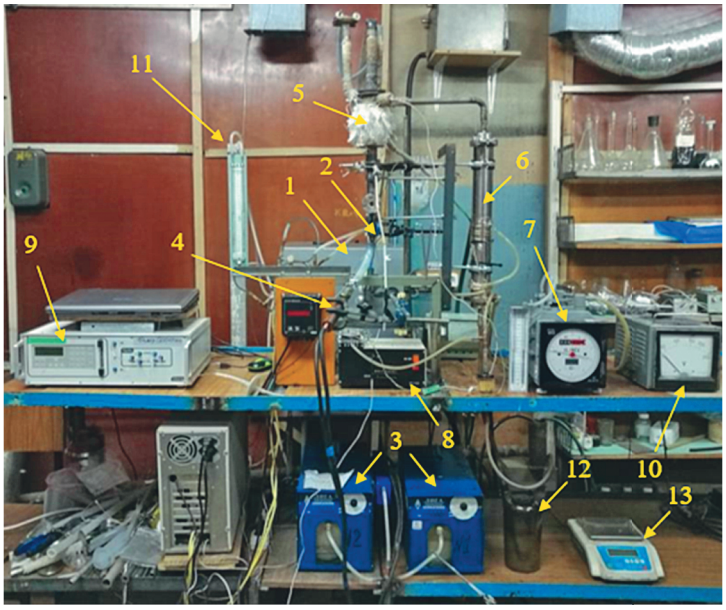


Рис. 2. Экспериментальный стенд для исследования процесса паровой газификации биомассы: *1* — парогенератор; *2* — пароперегреватель; *3* — электролизная установка; *4* — горелка; *5* — газогенератор; *6* — холодильник; *7* — ГСБ WS-1; *8* — перистальтический насос; *9* — поточный газоанализатор; *10* — трансформатор; *11* — U-образный манометр; *12* — емкость сбора конденсата; *13* — весы для навески материалов

Паровая газификация биомассы проводилась на экспериментальном стенде, изображение которого представлено на рис. 2.

Технический анализ биомассы заключался в определении влажности аналитической пробы в воздушно-сухом состоянии (W^a), зольности в сухом состоянии (A^d), выхода летучих веществ на сухое беззольное состояние (V^{daf}) по методикам,

соответствующим международным стандартам [3—5]. Высшая теплота сгорания ($Q^{a}_{s,V}$) аналитической пробы биомассы при постоянном объеме установлена с помощью калориметрической бомбы Leco AC 500 по методике [6]. Элементный анализ биомассы выполнен с помощью прибора Vario Micro Cube фирмы Elementar по методикам [7, 8].

Результаты технического анализа биомассы представлены в табл. 1, элементного анализа — в табл. 2.

Таблица 1. **Технический анализ биомассы**

W^a, %	A^d, %	V^{daf}, %	$Q^{a}_{s,V}$, МДж/кг
1,7	7,63	82,61	20,6

Таблица 2. **Элементный анализ биомассы**

C^{daf}, %	H^{daf}, %	N^{daf}, %	S^{daf}, %	O^{daf}, %
53,56	6,82	0,13	0	39,49

В результате экспериментальных исследований газификации биомассы начальной массой 10 грамм были получены характерные графики образования газовых продуктов. На рис. 3 представлены кривые состава газа, получаемые поточным газоанализатором при газификации биомассы при температуре 835 °С. Регистрация данных осуществлялась каждую секунду с погрешностью не более 5 % в диапазоне измерения соответствующего датчика.

По графикам рис. 3 можно условно разделить процесс газификации на две области — нестационарный процесс и квазистационарный процесс, характеризуемый изменением содержания каждого из компонентов газа не более 5 %. Для представленного на рис. 3 состава газовой смеси при газификации биомассы квазистационарный процесс начинается ориентировочно с 330 секунды от начала проведения опыта.

При анализе данных можно отметить, что наибольшее содержание CO в газе образуется в нестационарном процессе. При этом доля водорода стремится к минимальным значениям около 15 %. Для квазистационарного процесса наблюдается обратная зависимость: объемное содержание водорода в газе максимальное и составляет около 56 %, при этом концентрация CO минимальная. В целом данное поведение связано с кинетикой химических реакций реагирующих компонентов и особенностями протекания процесса газификации. На начальном этапе в процессе выхода летучих веществ при нагреве исходного материала и недостатке кислорода формируется большое количество угарного газа. При этом также протекают газофазные реакции взаимодействия водяного пара и, например, углеводородов (метана), приводящих к образованию CO. Далее, по мере выхода летучих веществ образуется углеродный остаток, преимущественно состоящий из углерода и золы.

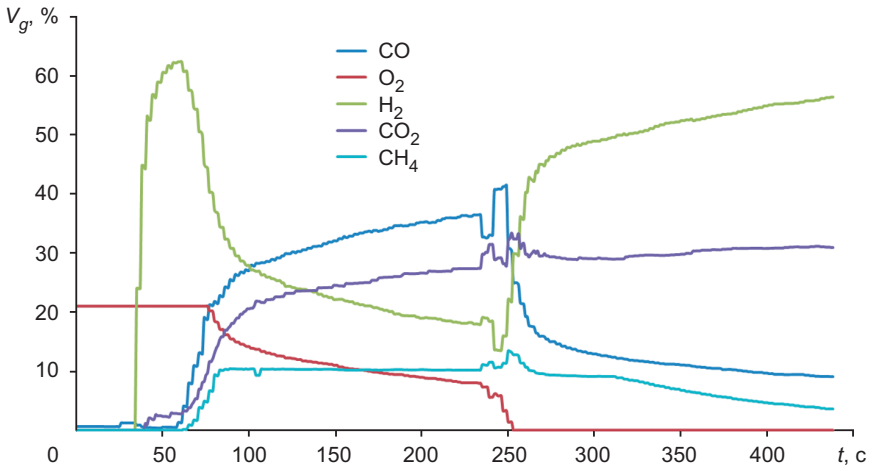


Рис. 3. Состав газа при паровой газификации биомассы

Он в процессе газификации реагирует с водяным паром с образованием водорода и CO:

$$C + H_2O \rightarrow CO + H_2 - 131{,}5 \text{ кДж/моль}. \quad (1)$$

Кроме того, протекают и другие реакции, способствующие образованию большого количества CO_2 и уменьшению CO в квазистационарном процессе, например:

$$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2. \quad (2)$$

Усредненный состав газа, представлен в табл. 3.

По окончании экспериментальных исследований был проведен анализ углеродного остатка, формирующегося в процессе паровой газификации для стационарного и нестационарного режима. Результаты показаны в табл. 4.

По данным табл. 4 можно отметить наличие горючей части, способной реагировать с перегретым водяным паром. По окончанию эксперимента масса твердого остатка в газогенераторе составляет менее 1 г. Для используемого материала характерна убыль минеральной массы в процессе газификации, что связано с уносом частиц из газогенератора и ее реагированием с перегретым водяным паром. Также можно отметить, что при использовании исходных частиц с размером около 8 мм в конце эксперимента остается некоторое количество летучих веществ в углерод-

Таблица 3. **Усредненный состав газа при газификации биомассы**

Показатель	CO	H_2	CO_2	CH_4	O_2
Биомасса, стационарный режим	9,9	57,1	28,7	4,6	1,2
Биомасса, нестационарный режим	29	25,7	23,1	7,7	12,5

Таблица 4. **Характеристики углеродного остатка**

Показатель	Элементный анализ					Технический анализ	
	C^d	H^d	N^d	S^d	O^d	A^d	V^a
Биомасса, стационарный режим	86,55	1,53	0,25	0	8,89	2,78	13,68
Биомасса, нестационарный режим	84,46	1,90	0,25	0	6,07	7,32	12,18

ном остатке. В связи с этим целесообразно использовать более мелкие частицы исходного материала.

Углеродный остаток, формирующийся в процессе неполной паровой газификации, может быть использован в качестве компонента экологичного водоугольного топлива при сжигании в котельных агрегатах и получении тепловой и электрической энергии [9].

При протекании процесса паровой газификации биомассы в различных режимах наблюдается формирование газа различного состава. В зависимости от конечной цели его применения целесообразно проводить процесс газификации в течение заданного количества времени, реализуя, таким образом, нестационарный или квазистационарный процесс.

Список использованных источников

1. **Химические** вещества из угля / под ред. Фальбе Ю. — М.: Химия, 1980. 616 с.
2. **Investigation** of characteristics of gas and coke residue for the regime of quasi- and non-stationary steam gasification of coal in a fluidized bed: Part 1 / S.A. Shevyrev, N.E. Mazheiko, S.K. Yakutin, P.A. Strizhak // Energy. 2022. V. 251. P. 123938. (https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.123938)
3. **ISO 11722:1999.** Solid mineral fuels — Hard coal — Determination of moisture in the general analysis test sample by drying in nitrogen.
4. **ISO 1171:2010.** Solid mineral fuel — Determination of ash.
5. **ISO 562:2010.** Hard coal and coke — Determination of volatile matter. 4.ISO 1928:2009. Solid mineral fuels — Determination of gross calorific value by the bomb calorimetric method and calculation of net calorific value.
6. **ISO 1928:2009.** Solid mineral fuels — Determination of gross calorific value by the bomb calorimetric method and calculation of net calorific value.
7. **ASTM D5373-14e1.** Standard Test Methods for Determination of Carbon, Hydrogen and Nitrogen in Analysis Samples of Coal and Carbon in Analysis Samples of Coal and Coke, ASTM International, West Conshohocken, PA, 2014.
8. **ASTM D5291-10(2015).** Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants, ASTM International, West Conshohocken, PA, 2015.
9. **Rheological** characteristics and stability of fuel slurries based on coal processing waste, biomass and used oil / G.V. Kuznetsov et al. // Fuel. Elsevier, 2021. V. 302. P. 121203.

АЛГОРИТМ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ КОМПЛЕКСАМИ НА ОСНОВЕ ВОДОРОДНЫХ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

Шалухо А.В., кандидат технических наук, доцент,
Липужин И.А., кандидат технических наук, доцент,
Шувалова Ю.Н., младший научный сотрудник НИЛ «АГЭК»,
yulia.shuvalova2017@yandex.ru,
НГТУ им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород

Ключевые слова: алгоритм управления, нейронные сети, топливные элементы с протонообменной мембраной

В статье приведено обоснование влияния температуры окружающей среды на эффективность работы водородного топливного элемента с протонообменной мембраной (ПОМТЭ). На основе полученных результатов разработана блок-схема адаптивного алгоритма управления энергоустановкой с несколькими ПОМТЭ с применением искусственных нейронных сетей.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 24-29-00804, https://rscf.ru/project/24-29-00804/.

Введение

В настоящее время в России и многих зарубежных странах (Япония, Южная Корея, страны Европы и др.) приняты энергетические стратегии, направленные на комплексное развитие водородной энергетики. Для получения электроэнергии из водорода используются технологии топливных элементов (ТЭ), принцип работы которых основан на прямом преобразовании химической энергии водорода в электрическую. По сравнению с традиционными и возобновляемыми источниками преимуществами ТЭ являются высокая плотность электрической энергии, относительно высокая эффективность работы (КПД до 70 %), низкий шум, модульность конструкции и экологичность.

Среди существующих типов ТЭ широкое распространение получили ТЭ с протонообменной мембраной (ПОМТЭ) и открытым катодом. Это связано с простотой

конструкции, низкой рабочей температурой, отсутствием необходимости в дополнительных системах для хранения кислорода. ПОМТЭ с открытым катодом рассматриваются для применения в энергоустановках автономных объектов малой мощности, резервных источниках электропитания, системах электропитания робототехнических и летательных аппаратов, мобильных (переносных) источниках электроэнергии [1].

Одно из направлений развития заключается в объединении в единый энергетический комплекс нескольких ПОМТЭ для работы на общую нагрузку. Это позволяет наращивать установленную мощность, обеспечить высокую эффективность в различных режимах работы и сохранить ресурс используемых ПОМТЭ.

Вместе с тем особенность работы ПОМТЭ связана с изменениями выходных характеристик (обратимыми при воздействии внешних факторов и необратимыми при деградации), что оказывает существенное влияние на показатели эффективности их применения. С учетом этого актуальной является задача разработки алгоритма управления загрузкой ПОМТЭ в составе энергетического комплекса, который учитывает реальные характеристики ПОМТЭ.

Предложенные к настоящему времени алгоритмы управления энергоустановками с несколькими ПОМТЭ можно разделить на три группы: алгоритмы на основе правил, оптимизационные алгоритмы, алгоритмы на основе машинного обучения [1].

Алгоритмы на основе правил распределяют загрузку между ПОМТЭ по заранее заданной стратегии (равномерное или последовательное распределение мощности) и не позволяют подстраивать параметры в реальном времени с учетом изменения характеристик ПОМТЭ. Оптимизационные алгоритмы основаны на определении оптимальных режимов работы с помощью целевой функции при заданных критериях оптимизации (минимизация расхода водорода, стоимости электроэнергии), от точности разработки которой зависит эффективность управления энергоустановкой.

Алгоритмы на основе машинного обучения определяют оптимальные режимы работы на основе собранных данных о параметрах реальных режимов работы. Учитывая ограничения алгоритмов на основе правил и оптимизационных алгоритмов, при управлении энергоустановками с ПОМТЭ перспективным представляется применение технологий машинного обучения.

Объектом исследования является энергоустановка с несколькими ПОМТЭ с открытым катодом для электроснабжения стационарных потребителей.

Целью работы является исследование и разработка адаптивного алгоритма определения оптимальной загрузки ПОМТЭ в составе энергетической установки, который обеспечивает высокую надежность работы и снижение расхода водорода.

Исследования влияния изменения температуры и деградации мембранно-электродного блока на выходные характеристики ПОМТЭ

Эффективность работы ПОМТЭ может быть выражена с помощью вольтамперной характеристики (ВАХ), которая описывает зависимость выходного напряжения ПОМТЭ от тока, и расходной характеристики, представляющей зависимость расхода водорода от мощности (или тока).

В процессе работы ВАХ и расходная характеристика могут изменяться вследствие процессов деградации таких компонентов ПОМТЭ, как катализатор, мембрана и газодиффузионный слой. В табл. 1 приведены основные причины и последствия деградации ПОМТЭ [2—5].

Таблица 1. **Причины и последствия деградации ПОМТЭ**

Компонент ПОМТЭ	Причины деградации	Последствия деградации
Катализатор	Нехватка топлива, высокая нагрузка, кратковременная нагрузка, частый запуск/останов	Агломерация, спекание, полное отделение от подложки платиновых частиц, уменьшение электрохимической активной поверхности, снижение напряжения
Мембрана	Наличие примесей, работа при высокой температуре, механические нагрузки	Снижение протонной проводимости мембраны, увеличение сопротивления ПОМТЭ, высыхание мембраны, снижение газопроницаемости
Газодиффузионный слой	Нехватка топлива, высокая нагрузка, кратковременная нагрузка, частый запуск/останов, работа при высокой температуре	Окисление углерода, затопление

Кроме процессов деградации существенное влияние на выходные характеристики ПОМТЭ оказывает изменение внешних условий, в частности, температуры окружающей среды. При умеренных температурах вода удаляется из ПОМТЭ с малой скоростью, поэтому мембрана меньше высыхает, при высоких температурах вода быстро испаряется, что приводит к высыханию мембраны. При отрицательных температурах в мембране запускаются процессы образования и таяния льда.

Для описания влияния температуры окружающей среды на работу ПОМТЭ выполнены экспериментальные исследования образца ПОМТЭ мощностью 1 кВт с помощью климатической камеры. Методика проведения экспериментов и результаты приведены в [6]. Полученные результаты показали, что температура окружающей среды может оказывать существенное влияние на вольтамперные (ВАХ) и расходные характеристики ПОМТЭ, следовательно, это влияние необходимо учитывать в системах управления электроустановками с ПОМТЭ.

Разработка адаптивного алгоритма управления энергоустановкой с несколькими ПОМТЭ

С учетом анализа существующих алгоритмов управления и результатов проведенных исследований предложен адаптивный алгоритм распределения мощности (рис. 1).

Суть алгоритма заключается в следующем. После включения энергоустановки с несколькими ПОМТЭ с датчиков считываются величины тока и напряжения нагрузки ($U_н$, $I_н$), тока и напряжения i-го ПОМТЭ ($U_{ПОМТЭ}$, $I_{ПОМТЭ}$), а также температура окружающей среды (T). Данные значения поступают на вход блока оптимизации распределения мощности, на вход блока искусственной нейронной сети (ИНС), а также заносятся в базу данных (в дальнейшем будут использованы в процессе самообучения ИНС). Блок оптимизации решает задачу оптимального распределения мощности между ПОМТЭ с использованием текущих характеристик ПОМТЭ, информация о которых хранится в блоке памяти.

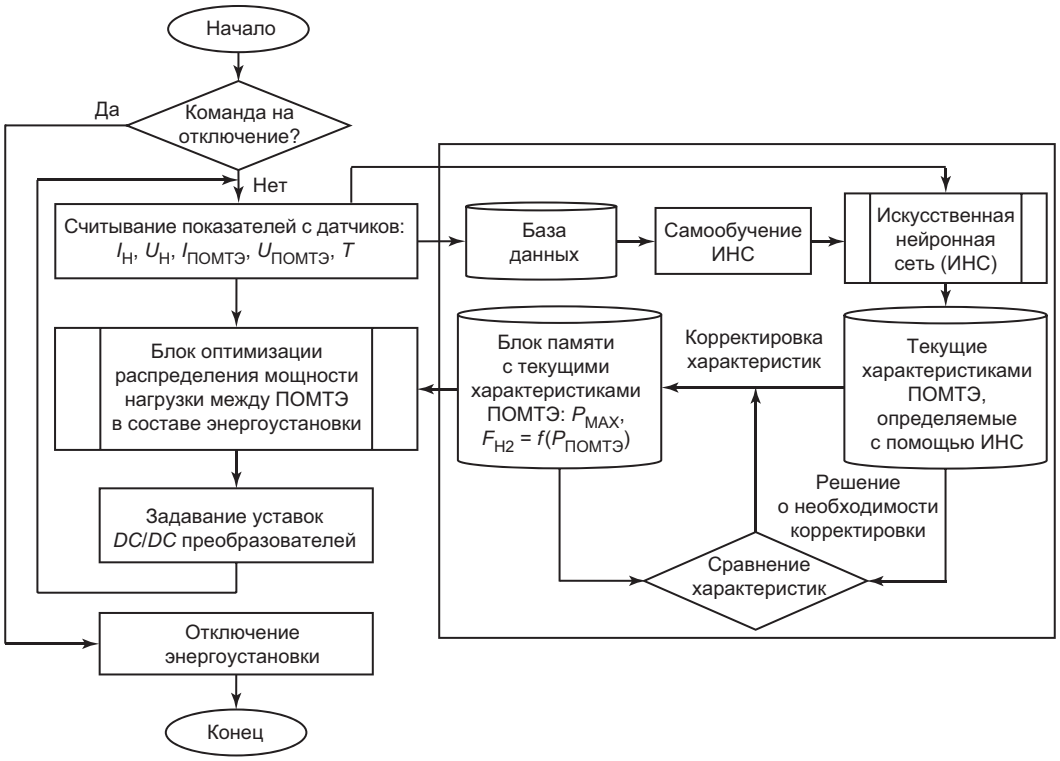


Рис. 1. Блок-схема адаптивного алгоритма распределения мощности:
$I_н$ — ток нагрузки, А; $U_н$ — напряжение нагрузки, В; $I_{ПОМТЭ}$ — ток ПОМТЭ, А; $U_{ПОМТЭ}$ — напряжение ПОМТЭ, В; T — температура окружающей среды, °С; $P_{мах}$ — максимальная мощность ПОМТЭ, Вт; $P_{ПОМТЭ}$ — мощность ПОМТЭ, Вт; F_{H2} — расход водорода, л

Поскольку ПОМТЭ может длительное время работать при определенной загрузке и параметрах окружающей среды, предложен дополнительный инструмент, который позволяет определить полный вид характеристик (ВАХ, расходная характеристика) для возможности в реальном времени реагировать на изменения внешних условий работы. Для предсказания характеристики ПОМТЭ в реальном времени (для фактических условий окружающей среды в данный момент и остаточного ресурса ПОМТЭ) предложено использовать ИНС.

В случае расхождения характеристик, полученных с помощью ИНС, с характеристиками, которые находятся в блоке памяти, происходит обновление текущих характеристик и их перезапись. Таким образом, распределение мощности нагрузки между ПОМТЭ, а также расчет и задание уставок на преобразователи постоянного тока выполняются с учетом обратимых и необратимых изменений характеристик ПОМТЭ.

На данном этапе исследований предложена структура ИНС, которая определяет изменения характеристик ПОМТЭ только с учетом влияния температуры окружающей среды (рис. 2).

На вход ИНС подается информация о токе ПОМТЭ, температуре окружающей среды и температуре ПОМТЭ, на выходе выдаются данные о напряжении ПОМТЭ и расходе водорода. ИНС состоит из двух внутренних слоев.

Результаты, полученные с помощью экспериментальных исследований в климатической камере, были положены в основу обучения и тестирования ИНС. На рис. 3 приведено сравнение фактических ВАХ и характеристик, полученных с помощью ИНС.

Для оценки точности прогнозирования ИНС выбраны три метрики — среднеквадратичная ошибка (*MSE*), средняя абсолютная ошибка (*MAE*) и достоверность аппроксимации (R^2).

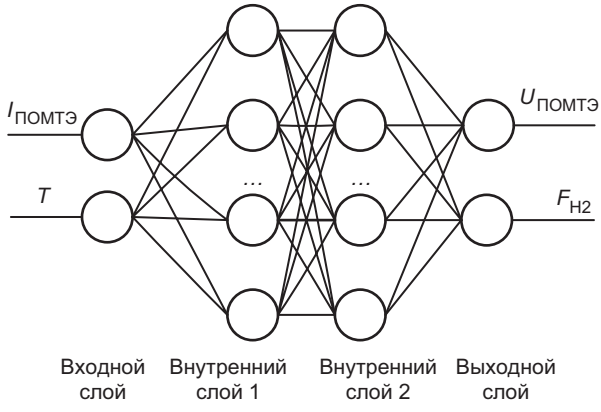


Рис. 2. Структура ИНС:

$I_{ПОМТЭ}$ — ток ПОМТЭ, А; T — температура окружающей среды, °С; $U_{ПОМТЭ}$ — напряжение ПОМТЭ, В; F_{H2} — расход водорода, л

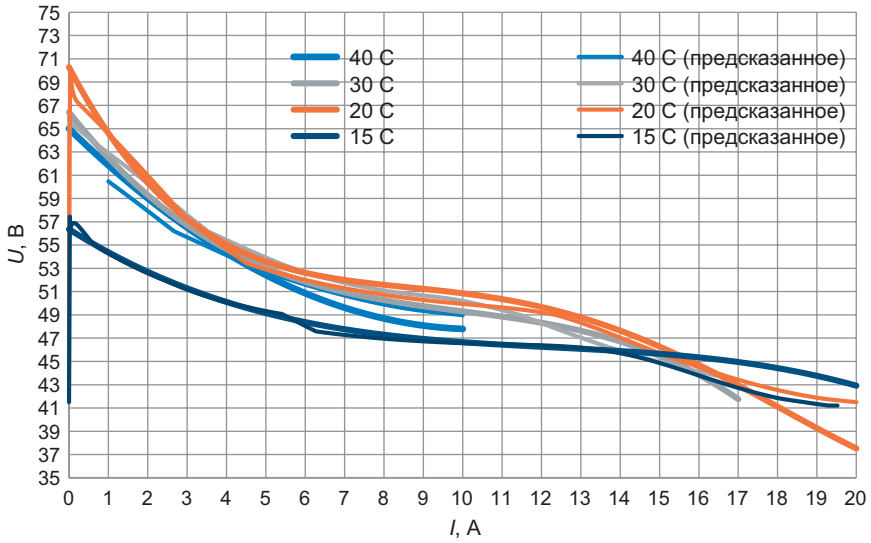


Рис. 3. Фактические и прогнозные характеристики ПОМТЭ

Среднеквадратичная ошибка показывает влияние ошибок прогнозирования на качество разработанной ИНС. Средняя абсолютная ошибка демонстрирует несоответствие между фактическими и спрогнозированными значениями. Коэффициент достоверности аппроксимации показывает, насколько точно значения, полученные с помощью ИНС, соответствуют фактическим значениям.

Среднеквадратичная ошибка полученной ИНС составила 1,16, средняя абсолютная ошибка — 0,74, достоверность аппроксимации — 0,94.

Дальнейшая работа направлена на повышение точности прогнозирования текущих характеристик ПОМТЭ с помощью ИНС, исследование влияния деградации на характеристики ПОМТЭ и доработку алгоритма управления с учетом влияния внутренних факторов.

Выводы

В настоящее время ПОМТЭ являются одной из наиболее перспективных технологий водородной энергетики. При объединении нескольких ПОМТЭ на параллельную работу актуальной является задача оптимального распределения мощности нагрузки для достижения высокой эффективности работы.

В работе проведен анализ влияния изменения температуры и деградации на ВАХ и расходные характеристики ПОМТЭ, в результате чего сделан вывод, что эти изменения необходимо учитывать в системах управления с ПОМТЭ.

Разработана блок-схема адаптивного алгоритма управления, который позволяет учитывать реальные характеристики ПОМТЭ. Для определения реальных характе-

ристик ПОМТЭ с учетом влияния внешних и внутренних факторов предложено использовать ИНС.

Разработана ИНС, позволяющая определить значения выходного напряжения ПОМТЭ и расход водорода при изменении температуры окружающей среды. Результаты обучения и тестирования ИНС показали высокую точность обучения.

Список использованных источников

1. **Progress** and challenges in multi-stack fuel cell system for high power applications: architecture and energy management / Y. Qiu et al. // Green Energy and Intelligent Transportation. 2023. V. 2. No 2. C. 100068.
2. **Proton** exchange membrane fuel cells: processes—materials—design in current trends / A.A. Belmesov, L.V. Shmygleva, A.A. Baranov, A.V. Levchenko // Russ. Chem. Rev. 2024. No 93 (6). RCR5121.
3. **Fletcher T., Thring R., Watkinson M.** An energy management strategy to concurrently optimise fuel consumption & PEM fuel cell lifetime in a hybrid vehicle // International journal of hydrogen energy. 2016. V. 41. No 46. C. 21503—21515.
4. **A review** of polymer electrolyte membrane fuel cell durability test protocols / X.Z. Yuan et al. // Journal of Power Sources. 2011. V. 196. No 22. P. 9107—9116.
5. **Placca L., Kouta R.** Fault tree analysis for PEM fuel cell degradation process modelling // International journal of hydrogen energy. 2011. V. 36. No 19. C. 12393—12405.
6. **Шалухо А.В., Липужин И.А., Шувалова Ю.Н.** Экспериментальные исследования влияния внешней среды на параметры режимов работы энергоустановки на основе топливных элементов с открытым катодом // Федоровские чтения 2024: Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием (с элементами научной школы для молодежи) [в печати].

СНИЖЕНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ В АВТОМОБИЛЯХ С ДВС

Аль Хузайе М.К., студент, 1042208050@pfur.ru,
Ощепков П.П., к.т.н., доцент, oshchepkov-pp@rudn.ru,
Российский университет дружбы народов им. Патриса Лумумбы, Москва

Ключевые слова: топливо, выбросы, двигатель, бензин, автотранспорт.

Дизельное топливо и бензин широко используются в автомобильных двигателях из-за их высокой энергоэффективности и доступной цены. Однако их выбросы создают серьезные экологические проблемы, что побуждает производителей переходить на более чистые виды топлива. В статье рассматривается влияние альтернативных топлив, таких как электронное топливо, сжиженный природный газ (СПГ) и биогаз, на окружающую среду.

Многие страны активно регулируют выбросы от двигателей внутреннего сгорания, так как транспорт создает значительную часть загрязнения воздуха. В 2018 году транспорт был ответственен за 24 % мировых выбросов CO_2 и более 40 % выбросов NO_x и твердых частиц.

Вклад автотранспорта в загрязнение атмосферного воздуха в крупных городах составляет 75—90 %. Наибольшая часть этих выбросов (до 65 %) связана с процессами перевозки пассажиров микроавтобусами и легковыми автомобилями, которые оснащены бензиновыми двигателями, главным образом с карбюраторными системами питания, или системами впрыска, которые не соответствуют современным экологическим требованиям [2]. Выбросы загрязняющих веществ от автомобильного транспорта существенно различаются в зависимости от конкретной категории транспортного средства. На легковые автомобили приходится наибольшая доля выбросов вредных веществ в атмосферу — около 61 % (рис. 1).

Для улучшения состояния окружающей среды страны G7, такие как Франция, Испания и Великобритания, планируют запретить двигатели внутреннего сгорания (ДВС) к 2030 году. Крупные города, включая Лондон и Париж, также обсуждают ограничения на использование таких автомобилей. Однако эксперты утверждают, что полностью заменить ДВС пока невозможно. В этом контексте совершенствование ДВС и использование альтернативных экологически чистых видов топлива остаются ключевыми способами снижения вредного воздействия транспорта.

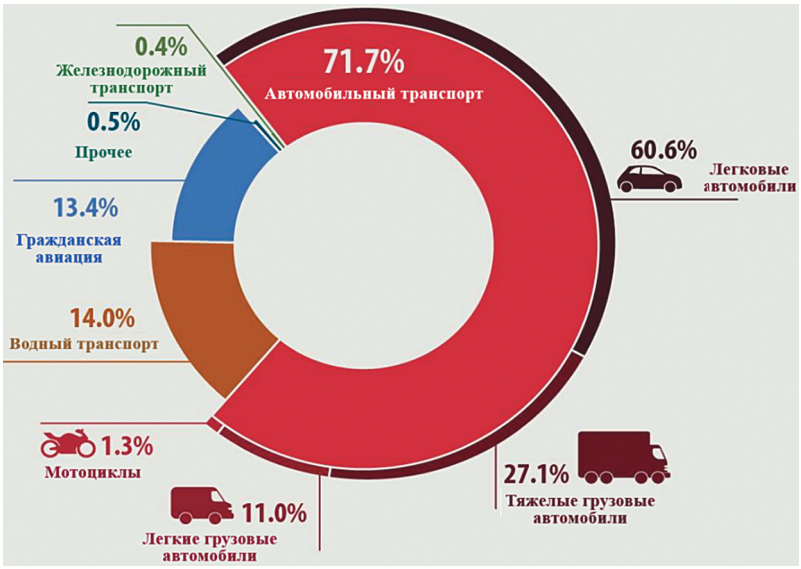


Рис. 1. Выбросы вредных веществ в атмосферу по видам транспорта [3]

Таким образом, проведение оценки экологичности альтернативных видов топлива для автомобилей с ДВС представляет собой важную научно-практическую задачу, которая и обусловила выбор темы данной статьи.

Существенное теоретическое значение для понимания эффективности ДВС на базе альтернативных топливно-энергетических ресурсов имеют публикации таких авторов, как: Конорев Д.В., Грозин А.А., Григоров А.И., Куданова А.И., Яковлева Е.Ю., Банкет М.В., Шаповал Д.В., Эйхлер И.А., Алешков Д.С., Погуляева И.В.

Над разработкой методов усовершенствования энергопреобразования ДВС в автомобильном транспорте, а также способов решения проблемы перехода на альтернативные виды топлива трудятся Неволин Д.Г. Цариков А.А., Бондаренко В.Г., Батманов В.Н., Казаков Ю.Ф., Коновалов Д.С., Гуков Н.В., Нерсесян А.А.

Сравнительная характеристика экологической безопасности и экономической эффективности эксплуатации автомобилей на различных видах топлива представлена в работах Сыскова А.З., Денежко Л.В., Зиганшина Т.М., Кожевниковой Н.Ю., Блинова А.Д., Тихомировой О.Б.

Несмотря на достижения в области альтернативных видов топлива, остаются нерешенные проблемы, требующие внимания. В частности, необходимо рассмотреть факторы, затрудняющие их внедрение в автомобильном транспорте, и обосновать меры для активизации использования. Также требует более глубокой проработки концепция сгорания, включая улучшенные системы впрыска, турбонагнетатели, гибридизацию и многотопливные решения, которые являются частью нового поколения двигателей внутреннего сгорания.

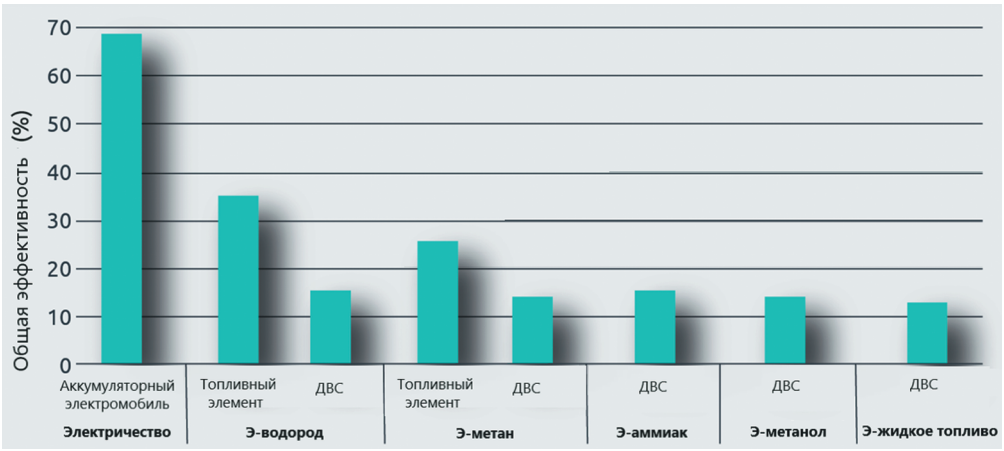


Рис. 2 Энергоэффективность электронного топлива [4]

Итак, цель статьи заключается в изучении возможностей снижения воздействия использования альтернативных видов топлива на окружающую среду с автомобильными двигателями ДВС.

Определение альтернативных видов топлива для автомобильного транспорта зависит от контекста. В данном исследовании альтернативные виды топлива рассматриваются как отличные от бензина и дизельного топлива и включают разнообразные источники, такие как этанол, природный и сжиженный газ, жидкое топливо из угля, водород, биодизель и электронное топливо. Использование альтернативных видов топлива в двигателях внутреннего сгорания важно по нескольким причинам:

– достижение энергетической устойчивости за счет более широкого использования горючего, которое изготавливается из возобновляемых источников энергии, и смягчение проблем, связанных с ограниченностью ископаемого топлива;

– повышение эффективности работы двигателя и снижение токсичности выхлопа за счет более высоких физико-химических свойств альтернативных видов топлива;

– облегчение несбалансированного использования традиционного ископаемого топлива на основе нефти. Несбалансированность использования нефти выражается в чрезмерной зависимости от нее как источника энергии, ограниченности ресурсов, негативном влиянии на экологию и неравномерном распределении в мире. Это подчеркивает необходимость перехода на устойчивые источники энергии для снижения рисков.

В процессе анализа рассмотреть все виды альтернативного топлива не представляется возможным, поэтому уделим внимание некоторым из них. Прежде всего следует отметить значительный потенциал электронного топлива.

Электронное топливо — это синтетическая альтернатива ископаемому топливу. Электронное топливо производится из водорода и CO_2. Оно может использоваться как в уже работающих ДВС, так и в новых, более прогрессивных моделях. При этом водород должен производиться с использованием возобновляемых источников энергии или энергии, не содержащей CO_2, а CO_2 должен поступать в результате улавливания выбросов, чтобы такое топливо считалось углеродно-нейтральным [4].

Необходимо сделать акцент на том, что при сгорании электронного топлива все же выделяется CO_2, но теоретически эти выбросы компенсируются количеством, извлеченным из атмосферы для его производства.

На рис. 2 представлены характеристики различных типов двигателей: электрические, гибридные и двигатели внутреннего сгорания (ДВС).

Выбросы вредных веществ в атмосферу при использовании электронного топлива зависят от источников электроэнергии.

Для сравнения экологических характеристик автомобилей использовались данные, полученные с помощью инструмента моделирования, разработанного экологической организацией Transport and Environment (T&E). На рис. 3 сравниваются выбросы CO_2 на протяжении всего жизненного цикла легкового автомобиля при использовании двух технологий: электрической батареи и ДВС.

Как свидетельствует рис. 3, в процессе проведения экологической оценки для автомобилей с ДВС рассматривались различные комбинации топлива — традиционное или электронное. При этом использовались различные смеси электронного топлива и выработки электроэнергии: в одном случае применялась директива по возобновляемым источникам энергии (RED) II (которая допускает использование 15 % энергии из невозобновляемых источников), а в другом — 100 %-ная возобновляемая энергия для производства электронного топлива. Также во внимание принимался вариант смешивания электронного топлива с бензином.

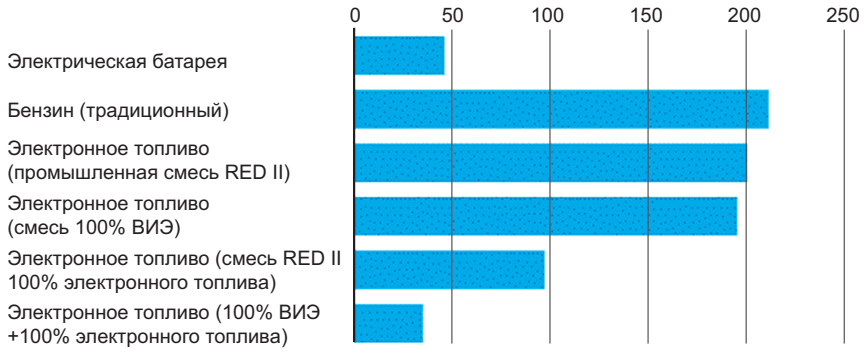


Рис. 3. Выбросы CO_2 легкового автомобиля при использовании различного топлива [5]

Данные показывают, что использование 100 % электронного топлива, произведенного из возобновляемой электроэнергии, обеспечит самые низкие выбросы на уровне 35 г CO_2-эквивалента на километр, что лучше, чем у электрических автомобилей (46 г CO_2 е/км). Однако к 2030 году полностью возобновляемое электронное топливо маловероятно. Более реальной является комбинация чистого электронного топлива согласно RED II, с выбросами около 97 г CO_2е/км. На следующем этапе исследования будет проведено сравнение бензина А-95, биогаза и сжатого природного газа (СПГ), использованных для заправки микроавтобуса «Фольксваген Транспортер 1,4» с пробегом около 180 км/день.

В табл. 1 представлены краткие характеристики двигателя.

Так, для оценки экологической безопасности транспортных средств анализируются удельные показатели токсичности отработанных газов (ОГ) — количество

Таблица 1. **Краткая техническая характеристика двигателя Фольксваген Транспортер 1,4**

Наименование параметра	Значение параметра
Модель двигателя	1J1
Год выпуска	1999
Тип двигателя	Бензиновый с впрыском
Тип топливной системы	Инжекторная
Диаметр цилиндра, мм	76
Ход поршня, мм	75,5
Степень сжатия	10,5
Рабочий объем двигателя, $см^3$	1390
Минимальная частота вращения, $мин^{-1}$	830
Максимальная частота вращения, $мин^{-1}$	5600
Максимальный крутящий момент, Нм	126/3800
Номинальная мощность, кВт	55/5000

Таблица 2. **Содержание в ОГ метанола, этанола и 2-пропанола, мг/км**

Режим движения	А-95	СПГ	Биогаз
Городской цикл	3,9	2,4	1,2
Непрогретый двигатель	4,4	3,6	0,9
Прогретый двигатель	2,3	0,4	0,1
Трасса	3,9	2,4	0,4
Пробка	5,4	6,3	3,2

выбросов *i*-го вредного вещества из ОГ в атмосферу. В табл. 2 представлены показатели, характеризующие содержание в ОГ метанола, этанола и 2-пропанола, мг/км при различных режимах движения.

Кроме того, необходимо обратить внимание на то, что концентрация выбросов вредных веществ в ОГ в значительной степени зависит от режима работы ДВС (табл. 3).

Таблица 3. **Концентрация выбросов вредных веществ в ОГ в зависимости от режима работы ДВС**

Компонент ОГ, % об	Режим работы			
	Холостой ход	Постоянная скорость	Ускорение (0—40 км/ч)	Торможение (40—0 км/ч)
CO	0,5—8,5	0,3—3,5	2,5—5,0	1,8—4,5
C_xH_y	0,003—0,12	0,02—0,6	0,12—0,17	0,23—0,44
NO	0,005—0,1	0,10—0,20	0,12—0,19	0,003—0,005

С учетом вышеизложенного, чтобы обеспечить всестороннее исследование образования ОГ при использовании различных видов топлива и провести их сравнительную оценку, рассмотрим различные режимы работы автомобильного транспортного средства.

Первый этап эксперимента был проведен при условии изменения коэффициента избытка воздуха в диапазоне $\alpha = 0{,}8—1{,}1$ при частоте вращения коленчатого вала 4500 об/мин. В зависимости от α (соотношение количества топлива и воздуха) может быть получено несколько видов топливной смеси. В том случае, когда коэффициент избытка воздуха равен единице ($\alpha = 1$), смесь является нормальной, если меньше единицы ($\alpha < 1$) — обогащенная, больше единицы ($\alpha > 1$) — обедненная [6]. Опыт и практика свидетельствуют о том, что режимы работы ДВС на обедненных и обогащенных смесях невыгодны. В первом случае топливная смесь насыщается излишним кислородом и большим количеством инертного азота, температура и скорость горения уменьшаются, двигатель не достигает требуемой мощности. Во втором наблюдается дефицит кислорода. В результате образуются продукты неполного сгорания топливной смеси, растет нагарообразование, увеличивается расход топлива, двигатель дымит, вследствие всего этого мощность падает [7].

Максимальную мощность развивает бензиновый двигатель, работая на богатой смеси при $\alpha = 0{,}8—0{,}9$. Экономичность работы двигателя при этом снижается. Излишнее обогащение рабочей смеси вызывает неполное сгорание топлива, падение мощности двигателя, увеличение расхода топлива, а продукты сгорания содержат углеводороды, оксид углерода, водород. Оптимальное значение коэффициента избытка воздуха для бензиновых двигателей внутреннего сгорания составляет $\alpha = 1{,}05—1{,}15$, иногда $\alpha = 0{,}90—0{,}95$; в газовых двигателях $\alpha = 1{,}03—1{,}08$ [8].

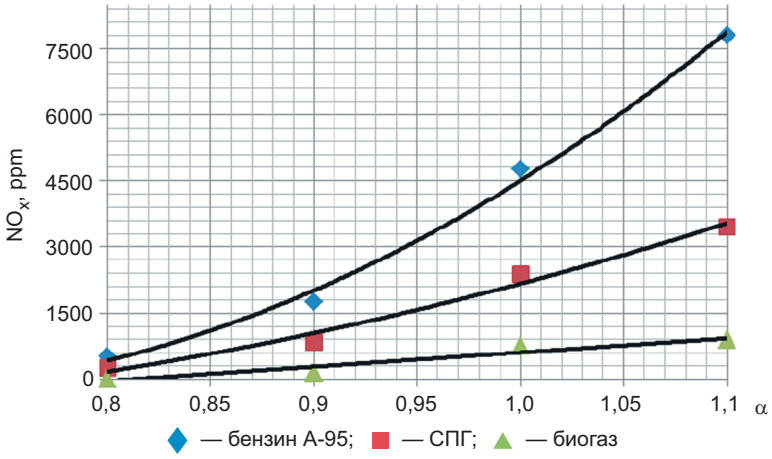


Рис. 4. Изменение концентрации NO_x в ОГ двигателя Фольксваген 1,4 в зависимости от коэффициента избытка воздуха

По результатам исследований влияния коэффициента избытка воздуха на токсичность двигателя были получены зависимости, которые представлены на рис. 4 и 5. Анализ полученных результатов подтверждает, что минимальная концентрация NO_x в отработанных газах и наименьшие выбросы NO ДВС на автомобиле Фольксваген Транспортер 1,4 обеспечиваются в случае использования биогаза с коэффициентом избытка воздуха $\alpha = 0,8$.

На следующем этапе исследования проводились испытания автомобиля Фольксваген Транспортер 1,4 на динамометрическом роликовом стенде в режимах движения, согласно европейскому ездовому циклу. Полученные результаты представлены в табл. 4.

Итак, испытания автомобиля на динамометрическом роликовом стенде при работе двигателя с СПГ и биогазом по сравнению с бензином А-95 показали, что расход топлива при использовании СПГ уменьшается на 13,1 %, а биогаза — на 9,8 %.

Таблица 4. **Расход топлива при испытании двигателя автомобиля Фольксваген Транспортер 1,4 на динамометрическом роликовом стенде**

Топливо	г/цикл	Мдж/цикл	На 100 км
Бензин А-95	750,81	33,04	9,17 л/100 км
СПГ	652,61	30,02	7,96 $м^3$/100 км
Биогаз	677,35	29,26	7,8 $м^3$/100 км

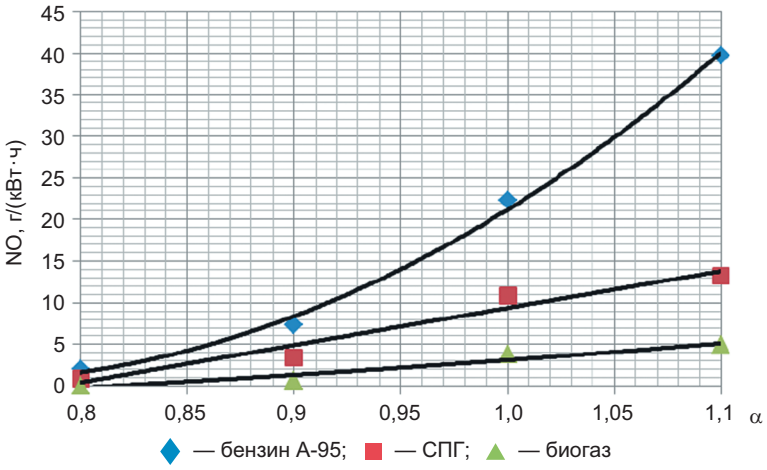


Рис. 5. Влияние коэффициента избытка воздуха на количество выбросов NO двигателем Фольксваген Транспортер 1,4

Экологические показатели автомобиля при переходе на альтернативные виды топлива улучшаются по сравнению с бензином А-95: выбросы оксида углерода при использовании СПГ сократились на 73,4 %, а биогаза — на 76,1 %, диоксид углерода при СПГ уменьшился на 29,6 %, а для биогаза — на 41,2 %, выбросы неметановых углеводородов при СПГ снизились на 49,3 %, а в случае с биогазом — на 77 %. Однако суммарные углеводороды, наоборот, увеличились при заправке СПГ на 46,1 %, а биогаза — на 15,2 %. Более подробная информация о выбросах представлена в табл. 5.

Таким образом, подводя итоги проведенного исследования, можно отметить, что альтернативные виды топлива необходимы для декарбонизации автомобильных двигателей внутреннего сгорания и их экологических характеристик. Результаты, полученные в ходе анализа, позволяют утверждать, что значительный потенциал с точки зрения уменьшения вредных выбросов имеет электронное топливо. Также снизить массовые выбросы загрязняющих веществ в отработанных газах, по сравнению с бензином А-95, позволяет СПГ и биогаз.

Таблица 5. **Массовые выбросы вредных веществ при использовании различных видов топлива для автомобиля Фольксваген Транспортер 1,4**

Топливо	Вредные вещества			
	G_{co}, г/км	C_{CmHn}, г/км	G_{Nox}, г/км	$G_{\sum CO}$, г/км
Бензин А-95	2,774	1,505	1,786	80,914
СПГ	0,738	0,735	1,758	75,315
Биогаз	0,504	0,333	0,427	19,103

Список использованных источников

1. **Куданова А.И., Яковлева Е.Ю.** Экологизация автомобильного транспорта: преимущества и сложности перехода на альтернативные автомобили // Вестник Московского университета. Серия 6. Экономика. 2021. Т. 1. № 2. С. 176—198.
2. **Фасхиев Х.А.** Переход на альтернативные виды топлива и автопилот как стратегические решения проблем автотранспорта: Справочник // Инженерный журнал с приложением. 2019. № S4. С. 1.
3. **Soot** formation of renewable gasoline: From fuel chemistry to particulate emissions from engines / J. Zinsmeister et al. // Fuel. 2023. V. 348. P. 128109.
4. **Emissions** from a Euro 6 engine using polyoxymethylene dimethyl ethers: Chemical effects vs mapping strategy / S. Arias, J.R. Agudelo, A. Ramos, M. Lapuerta // Fuel. 2023. V. 335. P. 127017.
5. **Particulate** emissions from gasoline vehicles using three different fuel injection technologies / Z. Lv et al. // J Clean Prod. 2023. V. 418. P. 138123.
6. **Трофименко Ю.В., Комков В.И.** Инвентаризация выбросов загрязняющих веществ передвижными источниками дорожного транспорта: учеб. пособие. — М.: МАДИ, 2023.114 с.
7. **Srivastava V., Schaub J. and Pischinger S.** Combustion rate shaping for flex-fuel applications / International Journal of Engine Research. 2023. V. 24. No 5. P. 2091—2112.
8. **Влияние** коэффициента избытка воздуха на поршневой двигатель после его перевода на газ. [Электронный ресурс] — URL: https://elitegas.ru/influence-of-excess-air-ratio-on-a-gas-converted-piston-engine/

Научное издание

РОЛЬ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ
ПРИ ПЕРЕХОДЕ К УГЛЕРОД-НЕЙТРАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКЕ

СБОРНИК ДОКЛАДОВ ШКОЛЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ

Обложка *А.Ю. Землеруб*
Корректор *Г.Ф. Раджабова*
Компьютерная верстка *Л.В. Софейчук*

Подписано в печать с оригинала-макета 17.12.2024. Формат 70×100/16
Бумага офсетная. Гарнитура Таймс. Печать цифровая.
Усл. печ. л. 25,0