



Московский
государственный
университет
имени М. В. Ломоносова

ГЕОГРАФИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ
Научно-исследовательская лаборатория
возобновляемых источников энергии

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА РЕГИОНОВ РОССИИ И СОПРЕДЕЛЬНЫХ СТРАН



Коллективная монография
Под редакцией К. С. Дегтярева

Москва – 2024

УДК 504.7+620.9
ББК 31.6
В64

Рецензент:

Лопатников Дмитрий Леонидович, доктор географических наук

Возобновляемая энергетика регионов России и сопредельных стран: коллективная монография / Под редакцией К.С. Дегтярева. – М.: «КДУ», 2024. – 107 с. – Электронное издание сетевого распространения. – URL: <https://bookonlime.ru/node/77425> – doi: 10.31453/kdu.ru.978-5-00247-054-9-2024-107.

ISBN 978-5-00247-054-9

В монографии освещен широкий комплекс исследований в области возобновляемой энергетики. Это и роль в декарбонизации энергетического сектора, и вопросы, связанные с изучением ресурсов возобновляемых источников энергии, и оценка эффективности использования различных видов возобновляемой энергетики – солнечной, ветровой, биоэнергетики (на примере пеллетной энергетики). Следует отдельно отметить, что в числе авторов много представителей стран ЕАЭС и Центральной Азии – Белоруссии, Узбекистана, Таджикистана. Данную работу следует рассматривать как результат активного сотрудничества – между научно-исследовательскими организациями и специалистами разных стран и регионов. Монография предназначена для широкой аудитории специалистов в области энергетики, географии, экономики, рационального природопользования, преподавателей и научных сотрудников вузов, студентов и аспирантов.

Renewable energy in Russian regions and neighboring countries: collective monograph / Edited by K.S. Degtyarev. – М.: «КДУ», 2024. – 107 p. – Electronic edition. – URL: <https://bookonlime.ru/node/77425> – doi: 10.31453/kdu.ru.978-5-00247-054-9-2024-107.

ISBN 978-5-00247-054-9

© Коллектив авторов, 2024
© Издательство «КДУ», 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	4
<i>Любчик О.А.</i> Роль возобновляемой энергетики в декарбонизации энергетического сектора Республики Беларусь	5
<i>Глазачев В.М.</i> Проекты развития возобновляемой энергетики в странах Центрально-Азиатского региона	13
<i>Бутузов В.А.</i> Результаты развития возобновляемой энергетики России и Казахстана в 2022 году	22
<i>Бутузов В.А., Рашидов Ю.К., Узаков Г.Н., Клычев Ш.И., Абдурахманов Б.М.</i> Узбекистан: традиции и достижения возобновляемой энергетики	30
<i>Махсумов И.В.</i> Оценка эффективности использования солнечной энергетики на территории Хатлонской области Республики Таджикистан	42
<i>Камаев Р.А., Вессель В.В.</i> Потенциал пеллетной энергетики для автономного энергоснабжения удалённых объектов нефтегазового комплекса	51
<i>Бушуев В.В., Зайченко В.М., Моргунова М.О.</i> Интегрированные энергетические решения: оценка перспектив гидроэнергетического комплекса южной Якутии для экспорта в Северный Китай	58
<i>Берёзкин М.Ю., Дегтярев К.С., Синюгин О.А.</i> Территориальная организация возобновляемой электроэнергетики России	65
<i>Бутузов В.А.</i> Украинская возобновляемая энергетика	77
<i>Берёзкин М.Ю., Дегтярев К.С., Синюгин О.А.</i> Зональные факторы развития возобновляемой энергетики на примере Западной Европы	80
<i>Чекарев К.В., Залиханов А.М.</i> Парусные энергетические установки наземного базирования: география использования и типология ВИЭ	94

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данная монография посвящена широкому кругу освещения географии возобновляемой энергетики на современном этапе в России, её регионах, странах бывшего СССР и странах Западной Европы.

Освящен широкий комплекс исследований в области возобновляемой энергетики. Это и роль в декарбонизации энергетического сектора, и вопросы, связанные с изучением ресурсов возобновляемых источников энергии, и оценка эффективности использования различных видов возобновляемой энергетики – солнечной, ветровой, биоэнергетики (на примере пеллетной энергетики).

Особое место в монографии занимает изучение территорияльной организации возобновляемой электроэнергетики на примере России, имеющая свои особенности и отличия. В настоящее время обозначилась расширение использования возобновляемых источников энергии в регионы к востоку от Урала. Актуальными задачами являются создание и развитие производственной базы в зонах строительства электростанций, более полное освоение потенциала юга Европейской части России, в Сибири и на Дальнем Востоке, обладающими большим потенциалом возобновляемых энергоресурсов.

Современное развитие энергетических систем требует стратегического подхода к поиску экологически устойчивых и эффективных источников энергии. В этом контексте, на примере Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса показано, что гидроэнергетика как один из видов возобновляемой энергетики остается одним из ключевых направлений, способствующих обеспечению стабильного и надежного электроснабжения.

Следует отдельно отметить, что в числе авторов много представителей стран ЕАЭС и Центральной Азии – Белоруссии, Узбекистана, Таджикистана. Данную работу следует рассматривать как результат активного сотрудничества – между научно-исследовательскими организациями и специалистами разных стран и регионов. Мы уверены, что это сотрудничество будет расширяться и далее, включая новых участников в пределах Евразийского континента и за его пределами, учитывая текущие тенденции и насущную потребности в научной и практической кооперации, тем более, в столь жизненной важной сфере, как энергетика.

РОЛЬ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В ДЕКАРБОНИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

ЛЮБЧИК О.А.

Введение

Острая необходимость в принятии срочных мер по декарбонизации почти не встречает критики. Мир уже испытал последствия глобального потепления, при этом стоит отметить, что за последние 25 лет температура стабильно повышалась на $0,03^{\circ}\text{C}$ в год.

Республика Беларусь, для которой характерен умеренно-континентальный климат, также столкнулась с последствиями глобального потепления: длительные волны тепла с дневными температурами, превышающими 30°C , снижение уровня грунтовых вод, теплые зимы с небольшим количеством снега и иные негативные эффекты стали ощутимы и вызывают широкую обеспокоенность. Очевидна недостаточность тех мероприятий, которые в настоящее время уже приняты. В качестве направления, более интенсивное развитие которого будет способствовать увеличению темпов декарбонизации энергетического сектора и транспорта, предлагается рассмотреть активное внедрение возобновляемых источников энергии.

Целью работы является определение роли развития возобновляемой энергетики в снижении выбросов парниковых газов и возможности использования возобновляемых источников энергии для декарбонизации энергетического сектора Республики Беларусь.

Для достижения цели предполагается решение следующих задач: анализ прогнозов по росту температуры окружающей среды и угроз, возникающих при повышении температуры поверхности земли; рассмотрение международных соглашений в области изменения климата, а также результатов уже проведенных работ по декарбонизации энергетики; оценка развития возобновляемой энергетики как пути по снижению выбросов парниковых газов в Республике Беларусь.

Возможные последствия глобального потепления

Дальнейший рост температуры приведет не только к ухудшению самочувствия людей, в особенности в период волн тепла, но и вызовет сложно обратимые или вовсе необратимые процессы в биосфере. Таяние льдов и последующее повышение уровня воды в океане, сокращение биоразнообразия, засуха и эрозия почв – это далеко не полный перечень потенциальных последствий глобального потепления.

Так на Рис. 1. отображен процент видов, которые потенциально пострадают при повышении средней температуры поверхности земной поверхности при различной степени ее роста (а), и процент видов, которые могут подвергнуться полному исчезновению, в сравнении с доиндустриальным периодом (б) [1].

Всемирный фонд дикой природы опубликовал список животных, которые в наибольшей степени пострадают от изменения климата на планете. Среди них белый медведь, африканский слон, бенгальский тигр, орангутан, кенгуру, коралловые рифы, морские черепахи, альбатросы, пингвины, киты и дельфины. По оценкам ряда исследователей, при сохранении выбросов парниковых газов на

текущем уровне к 2050 году вымиранию может подвергнуться более четверти известных сегодня видов живых организмов [2].

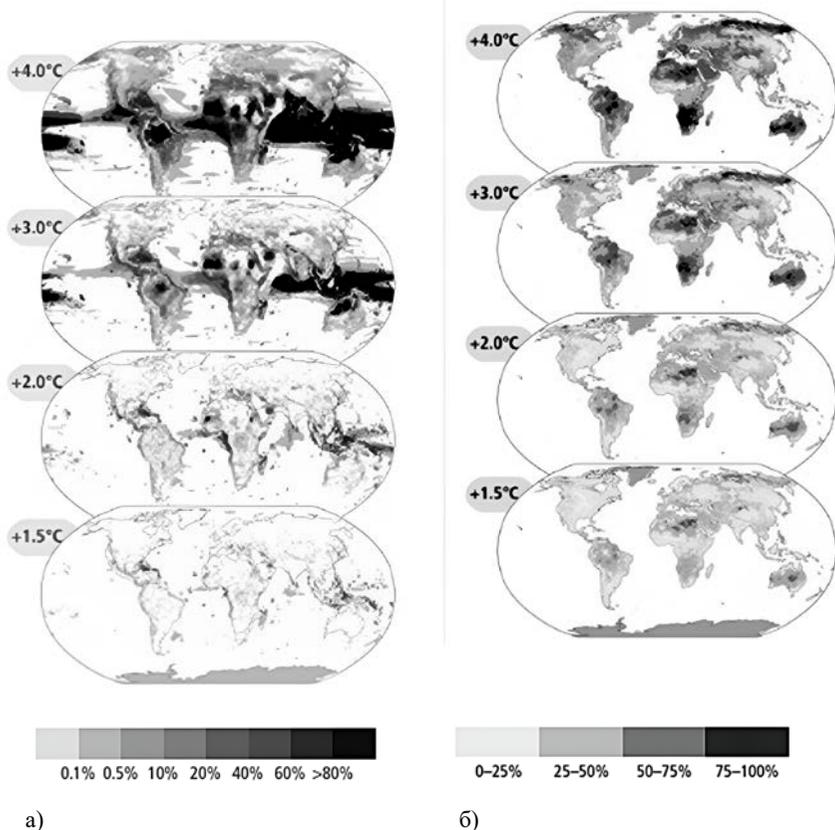


Рис. 1. Масштаб влияния глобального потепления на биоразнообразии

Опасным может стать и излишне быстрый рост популяции вида. Одним из примеров может быть активное размножение короеда: высокие температуры и засухи летом ослабляют дерево, а холодный период года без низких температур позволяют жуку спокойно перезимовать даже в северной части Беларуси. В результате численность короеда растет, а площади здорового леса сокращаются.

Достижения и целевые показатели в области декарбонизации энергетики

Состояние биосферы в будущем определяется направлением развития, которое будет выбрано в каждой отдельной стране и в мире в целом. На Рис. 2. представлен прогноз роста температуры земной поверхности к периоду 1850-1900 гг. в зависимости от сценария социально-экономического развития [1].

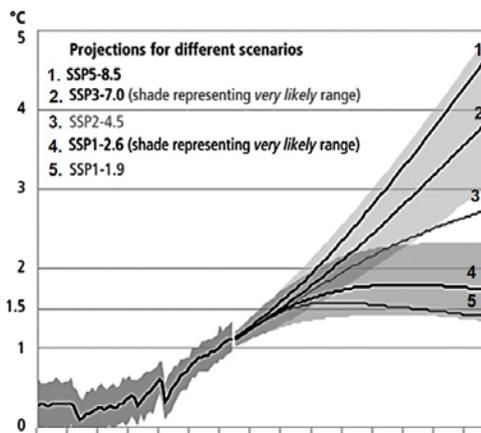


Рис. 2. Прогноз роста температуры земной поверхности.

Сценарии социально-экономического развития характеризуются следующим образом:

SSP5-8.5: очень высокий уровень выбросов парниковых газов. Выбросы CO₂ утроятся к 2075 году.

SSP3-7.0: высокий уровень выбросов парниковых газов. Выбросы CO₂ удвоятся к 2100 году.

SSP2-4.5: средний уровень выбросов парниковых газов. Выбросы CO₂ примерно на текущем уровне до 2050 г., затем снижаются, но не достигают нуля к 2100 г.

SSP1-2.6: низкий уровень выбросов парниковых газов. Выбросы CO₂ сократятся до нуля примерно к 2075 году.

SSP1-1.9: очень низкий уровень выбросов парниковых газов. Выбросы CO₂ сократятся до нуля примерно к 2050 году.

Согласно Парижскому соглашению, направленному на существенное сокращение глобальных выбросов парниковых газов, повышение глобальной температуры в этом столетии должно ограничиться 2 °C при целевом показателе повышения температуры не выше 1,5 °C. Требованиям Парижского соглашения соответствуют только сценарии SSP1-1.9 с ограничением роста температуры не выше 1,5 °C и SSP1-2.6 с ограничением ниже 2 °C. Распределение путей снижения выбросов парниковых газов для реализации SSP1-1.9 может выглядеть как представлено на Рис. 3.

Ожидается, что большая часть декарбонизации энергетического сектора будет обеспечена за счет сочетания возобновляемых источников энергии, электрификации секторов конечного потребления (в особенности дорожного транспорта и низкотемпературного отопления) и повышения энергоэффективности. Три эти составляющие смогут обеспечить 70-процентное сокращение выбросов диоксида углерода к 2050 году.

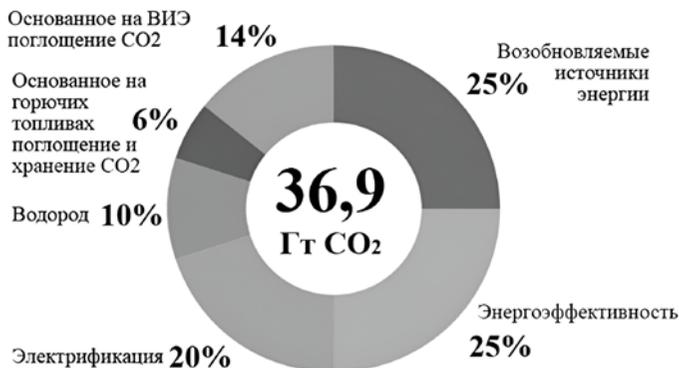


Рис. 3. Направления снижения выбросов парниковых газов по сценарию 1,5°C

На Рис. 4. приведено уже имеющее место изменение мировых выбросов в энергетическом секторе в зависимости от источника этих изменений [4].



Рис. 4. Изменение выбросов парниковых газов в зависимости от источника, Мт.

Из Рис. 4. видно, что спрос на электроэнергию растет, хоть и имеет значительные колебания в значениях. Данный факт еще раз подтверждает потенциальный рост выбросов парниковых газов при непринятии решительных мер. Одной из таких важных мер является снижение использования угля в качестве топлива и переход с него на более чистое топливо – природный газ. Еще одно направление в декарбонизации энергетического сектора – использование ядерной энергии. Переход на газ и развитие атомной энергетики за период с 2010 по 2020 гг. внесли значимый вклад в сокращение выбросов парниковых газов, однако их суммарное воздействие за рассматриваемое десятилетие редко превышало треть от всего объема снижения выбросов. Основной эффект по декарбонизации наблюдался за счет развития возобновляемой энергетики, причем с каждым годом

ее вклад становится больше и больше. На сегодняшний день из возобновляемых источников энергии вырабатывается больше четверти всей электроэнергии в мире. По отдельным странам данный показатель значительно выше.

Возобновляемые источники энергии занимают значимое место в большинстве предполагаемых национально определяемых вкладов (ПНОВ), подтверждая, что переход к возобновляемым источникам энергии в будущем признан во всем мире как центральный элемент решения проблемы изменения климата. Из 194 Сторон Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата, которые представили ПНОВ, 145 упомянули меры по возобновляемым источникам энергии для смягчения последствий изменения климата и адаптации к ним, а 109 Сторон включили определенную количественную цель в отношении возобновляемых источников энергии.

Направления по декарбонизации энергетического сектора Республики Беларусь

Республика Беларусь проводит работу по декарбонизации энергетического сектора и является стороной Парижского соглашения. В сентябре 2021 года был определен новый вклад в сокращение выбросов, согласно которому страна обязуется к 2030 году снизить выбросы на 35% по отношению к уровню 1990 года с учетом сектора «Землепользование, изменение землепользования и лесное хозяйство» (далее ЗИЗЛХ) [5]. Данная цель является довольно амбициозной: сокращение выбросов за 10 лет более чем на треть. Однако рассмотрение динамики выбросов парниковых газов в стране позволяет отметить такую цель как явно недостаточную (Рис. 5.).

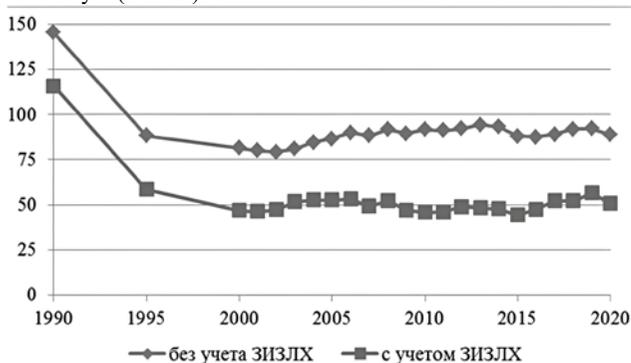


Рис. 5. Сумма совокупных выбросов парниковых газов, млн. т. CO₂-экв.

Как видно из Рис. 5., выбросы в 1990 году значительно превышали выбросы последних 20-ти лет и за последние 10 лет лишь единожды приближались к целевому показателю на 2030 год, если не учитывать ЗИЗЛХ, и были на треть ниже целевого показателя при учете ЗИЗЛХ. Утвержденный национальный вклад не только не создает мотивацию к снижению выбросов по отношению к текущим значениям, но и допускает повышение освобождаемого в атмосферу объема парниковых газов в полтора раза.

Тем не менее, в стране активно развивается безуглеродная энергетика: возобновляемая и атомная. Замена ископаемых топлив, преимущественно газа, выделяющего относительно немного парниковых газов при горении по сравнению с углем и топочным мазутом, возобновляемыми источниками энергии и ядерным топливом позволила сократить выбросы парниковых газов в секторе электроэнергетики на 0,72 млн. CO₂-экв. Вклад различных направлений энергетики в сокращение выбросов, определенный по методике [6], представлен на Рис. 6.

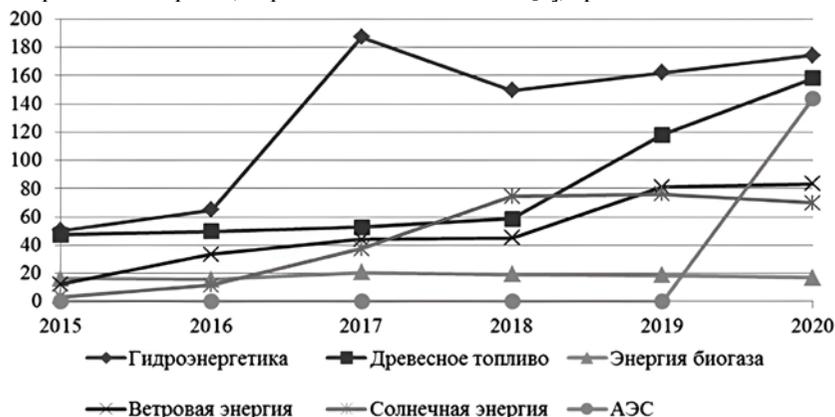


Рис.6. Сокращение выбросов парниковых газов в секторе электроэнергетики, тыс. т CO₂-эквивалента.

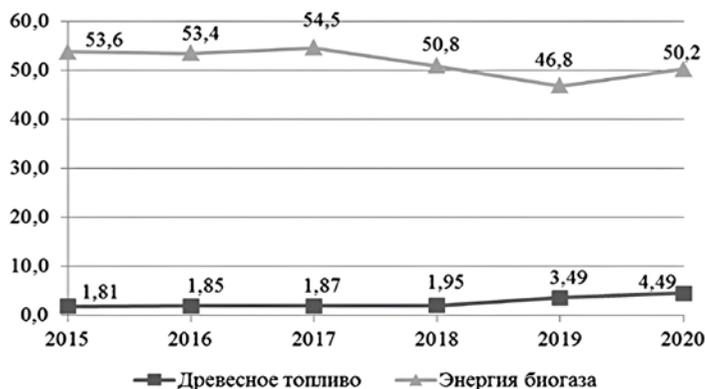


Рис. 7. Доля электрической энергии в общем количестве вырабатываемой энергии, %

Как видно, наибольший вклад в снижение выбросов вносят гидроэнергетика и использование древесного топлива. В 2020 году сопоставимый вклад был внесен и со стороны атомной энергетики. Однако возобновляемые источники энергии используются не только для выработки электроэнергии, но и для производства теплоты. Доля энергии использованного в стране древесного топлива и

биогаза, пришедшаяся на выработку электрической энергии, представлена на Рис. 7.

При рассмотрении рисунка заметно, что биогаз расходуется на производство электрической и тепловой энергии примерно в равных частях, в то время как из древесного топлива получают преимущественно тепловую энергию. В связи с этим необходимо учесть снижение выбросов за счет использования возобновляемых источников энергии и в секторе тепловой энергетики (Рис. 8.). Была применена та же методика, что и в оценке выбросов в секторе электроэнергетики.

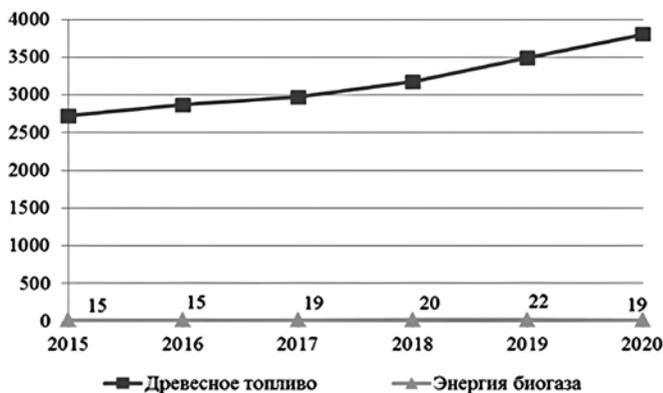


Рис. 8. Сокращение выбросов парниковых газов в секторе теплоэнергетики, тыс. т CO₂-эквивалента

Сокращение выбросов парниковых газов за счет использования древесного топлива в производстве теплоты в 2020 году составило 8,00 млн. CO₂-экв., что в 11 раз превышает суммарное сокращение выбросов в секторе электроэнергетики за счет применения всех названных выше источников энергии. Таким образом, наибольший вклад на текущий момент в декарбонизацию энергетического сектора Республики Беларусь вносит именно древесная биомасса во всех видах ее применения на энергетических установках.

Заключение

Возобновляемые источники энергии играют важную роль в декарбонизации энергетического сектора и, как следствие, смягчении последствий изменения климата. С 2015 года, где за счет возобновляемых источников энергии в Беларуси удалось сократить выбросы парниковых газов в секторе производства электрической и тепловой энергии на 9,4%, вклад возобновляемой энергетики в декарбонизацию к 2020 году увеличился в полтора раза, что позволило избежать 10,7% выбросов.

Развитие атомной энергетики, безусловно, вносит большой вклад в декарбонизацию энергетического сектора, однако возобновляемые источники энергии

предоставляют большие возможности в регулировании нагрузки как с технической, так и с экономической точки зрения.

Ожидается, что к 2050 году спрос на электроэнергию удвоится из-за роста экономики и населения в сочетании с ускоренной электрификацией секторов отопления, охлаждения и транспорта по сравнению с уровнем 2015 года. Этот рост спроса на электроэнергию представляет собой существенную возможность для декарбонизации, так как растущая потребность в энергии может быть покрыта за счет низкоуглеродной энергетики, выделяющей минимум парниковых газов в течение всего жизненного цикла.

Литература

1. Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability / IPCC // [Electronic resource]. – Mode of access: https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg2/downloads/report/IPCC_AR6_WGII_TechnicalSummary.pdf – Date of access: 20.08.2022.

2. 10 видов, которые мы можем потерять из-за изменения климата / WWF // [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://wwf.ru/resources/news/arkhiv/10-vidov-kotorye-my-mozhem-poteryat-iz-za-izmeneniya-klimata/> – Дата доступа: 30.08.2022.

3. Climate Change 2021. The Physical Science Basis. Summary for Policymakers / IPCC // [Electronic resource]. – Mode of access: https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_SPM_final.pdf – Date of access: 12.08.2022.

4. Power sector decarbonisation accelerates / IEA // [Electronic resource]. – Mode of access: <https://www.iea.org/articles/global-energy-review-co2-emissions-in-2020> – Date of access: 14.07.2022.

5. Выбросы парниковых газов по секторам / Белстат // [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.belstat.gov.by/ofitsialnaya-statistika/makroekonomika-i-okruzhayushchaya-sreda/okruzhayushchaya-sreda/sovместnaya-sistema-ekologicheskoi-informatsii2/b-izmenenie-klimata/b-3-vybrosy-parnikovyh-gazov/> – Дата доступа: 30.09.2022.

6. Methodology: Avoided Emissions Calculator/ IRENA // [Electronic resource]. – Mode of access: [https://irena.sharepoint.com/sites/statistics-public/Shared%20 Documents/Forms/AllItems.aspx?id=%2Fsites%2Fstatistics%2Dpublic%2FShared%20 Documents%2FMethodology%20and%20Notes%2F2022%5FAvoided%5Femissions%5Fcalculator%5Fnote%2Epdf&parent=%2Fsites%2Fstatistics%2Dpublic%2FShared%20 Documents%2FMethodology%20and%20Notes&p=true&ga=1](https://irena.sharepoint.com/sites/statistics-public/Shared%20Documents/Forms/AllItems.aspx?id=%2Fsites%2Fstatistics%2Dpublic%2FShared%20Documents%2FMethodology%20and%20Notes%2F2022%5FAvoided%5Femissions%5Fcalculator%5Fnote%2Epdf&parent=%2Fsites%2Fstatistics%2Dpublic%2FShared%20Documents%2FMethodology%20and%20Notes&p=true&ga=1) – Date of access: 24.11.2022.

ПРОЕКТЫ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В СТРАНАХ
ЦЕНТРАЛЬНО-АЗИАТСКОГО РЕГИОНА

ГЛАЗАЧЕВ В.М.

Введение

Центральная Азия обладает обширными и разнообразными возобновляемыми энергоресурсами, неравномерно распределенными по территории региона. Разные государства региона обладают отличающимся набором ВИЭ, однако планы развития возобновляемой энергетики имеют все страны Центральной Азии, за исключением Туркменистана, опирающегося на газовую генерацию. Таким образом, в данной статье будут рассмотрены планы развития возобновляемой электроэнергетики в четырех государствах региона - Казахстане, Узбекистане, Кыргызстане и Таджикистане.

На 2021 год по доле возобновляемых источников энергии в электрогенерации Кыргызстан и Таджикистан являются лидерами не только в Центральной Азии, но и на всем постсоветском пространстве. Доля ВИЭ (в первую очередь, гидроэнергетики) составляла 87% в Кыргызстане [1] и 92% в Таджикистане [2]. Казахстан и Узбекистан заметно отстают по данному показателю. В Казахстане доля ВИЭ составляет 11% [3], в Узбекистане – 8% [2].

Углеводородные энергоносители составляют основу энергобаланса Казахстана и Узбекистана, однако эти государства также заинтересованы в использовании ВИЭ. Узбекистан (таблица 1) потребляет практически все добывающиеся в стране углеводороды, с учетом потенциального роста потребления электроэнергии объемов нефти, газа и угля в скором времени может оказаться недостаточно.

Таблица 1. Производство, потребление, импорт и экспорт углеводородных энергоносителей в Узбекистане в 2020 году.

Показатель	Нефть, млн тонн	Природный газ, млрд м³	Уголь, млн тонн
Производство	2,1	49,8	4,1
Потребление	3,7	46,1	8
Импорт	0,5	–	0,8
Экспорт	–	3,1	–

Источник: BP [4], UNComtrade [5]

Казахстан не испытывает дефицита энергоресурсов, являясь крупным экспортером нефти и угля [4]. Тем не менее, заявленные президентом РК цели о достижении углеродной нейтральности к 2060 году [6], требуют трансформации энергетического сектора.

По данным на 2016 г., объем выбросов парниковых газов по отношению к ВВП в Казахстане является одним из самых высоких в мире [7]. По данным на 2017 год, 75% выбросов парниковых газов приходились именно на электроэнергетический сектор, основу которого составляет угольная генерация [8].

Доктрина (стратегия) достижения углеродной нейтральности Республики Казахстан до 2060 года предполагает увеличение доли ВИЭ в структуре установленных мощностей электростанций страны до 83% к 2060 году

Электроэнергетика Кыргызстана опирается на гидроэнергию, однако страна испытывает дефицит электроэнергии (таблица 2). Кроме того, высокий гидроэнергетический потенциал Кыргызстана позволяет начать экспортировать электроэнергию в соседние страны [9].

Таблица 2. Экспорт и импорт электроэнергии из Кыргызстана, млн кВт·ч.

Показатель	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Импорт в Кыргызстан	729,3	330,7	0	0	269,2	352,6
Экспорт из Кыргызстана	183,8	199,1	1215,3	754,6	271,1	301,9

Источник: Национальный статистический комитет Киргизской Республики [10]

Структура электроэнергетического сектора Таджикистана близка к кыргызской, однако Таджикистан дефицита электроэнергии не испытывает (табл. 3). Власти Таджикистана делают ставку на экспорт электроэнергии в соседние страны, в первую очередь в рамках транснационального проекта CASA-1000 [11].

Таблица 3. Экспорт электроэнергии из Таджикистана, млрд кВт·ч.

2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1,33	1,32	1,29	2,37	2,88	1,49	2,41

Источник: Исполнительный комитет электроэнергетического совета СНГ [2]

Даже при первом рассмотрении современного состояния и стратегии развития электроэнергетического сектора стран Центральной Азии заметна важность ВИЭ для региона. Тем не менее, переходя к конкретным проектам строительства в каждой из стран, необходимо учитывать географическую специфику стран региона.

Структура энергобаланса стран Центральной Азии в целом отражает распределение природных ресурсов на территории – более богатые углеводородными носителями энергии государства (Казахстан и Узбекистан) имеют в основе своего энергобаланса тепловую генерацию, обеспеченные гидроэнергоресурсами горные Кыргызстан и Таджикистан полагаются почти исключительно на ГЭС. Тем не менее, каждая страна имеет свою стратегию развития энергетического сектора и связанные с ней инфраструктурные проекты, которые и будут рассмотрены далее в разрезе по странам.

Казахстан

Стратегия развития электроэнергетики Казахстана предполагает в первую очередь развитие солнечной и ветровой энергетики. К 2030 году доля ВИЭ (ГЭС+ВЭС+СЭС) в структуре установленных мощностей должна составить 27%, в выработке электроэнергии – 20% (рис.1).

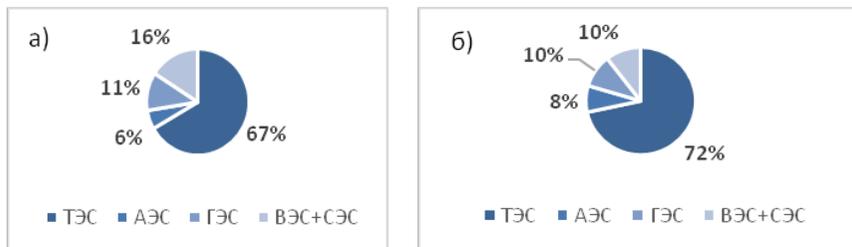


Рис. 1. Планы: а) структуры установленных мощностей электростанций (МВт) и б) выработки электроэнергии (млрд кВт•ч) РК к 2030 году.

Источник: Концепция по переходу Республики Казахстан к «зеленой экономике»

По данным на конец 2022 года возобновляемые источники энергии занимают всего 19% в структуре установленной мощности электростанций и 11% - в структуре выработки электроэнергии [3]. Таким образом, к 2030 году Казахстан должен увеличить выработку электроэнергии ГЭС, ВЭС и СЭС в два раза.

Необходимо оговориться, что динамика использования ВИЭ в Казахстане зависит от сроков реализации проекта первой в стране АЭС. Первую атомную электростанцию Казахстана планируется ввести в эксплуатацию к 2030 году на юго-востоке страны. Проект планируется реализовать силами международного пула инвесторов. По данным на конец 2022 года вендор проекта не объявлен, рассматриваются предложения корейской KHNP, CNNC из KHP, Framatome, а также Росатома [12]. Если РК продолжит развитие атомной энергетики, то цели увеличения мощности ВИЭ могут быть пересмотрены.

Крупных планов строительства ГЭС в Казахстане нет. По-видимому, развитие гидроэнергетики будет осуществляться за счет малых ГЭС в горных районах на востоке Казахстана.

Основной потенциал развития СЭС сконцентрирован на юге Казахстана, на территориях, примыкающих к крупнейшим городам и экономическим центрам страны – Алматы, Шымкенту и Кызылорде. Отметим, что 19 из 26 действующих СЭС Казахстана расположены именно в этой зоне [13].

По данным на конец 2022 года в Казахстане планируется к реализации два проекта крупных ветропарков мощностью 1 ГВт каждый на юго-востоке страны. Оба ветропарка вошли в одобренный Правительством Казахстана список приоритетных проектов АО «Самрук Казына» [14]. Проекты планируется реализовать с участием иностранных инвесторов – Total Eren (Франция) и ACWA Power (Саудовская Аравия).

Узбекистан

Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020-2030 годы предусматривает увеличение к 2030 году доли ВИЭ (ГЭС+ВЭС+СЭС) до 40% в установленной мощности электростанций и до 26% в структуре выработки электроэнергии (рис. 2) [15].

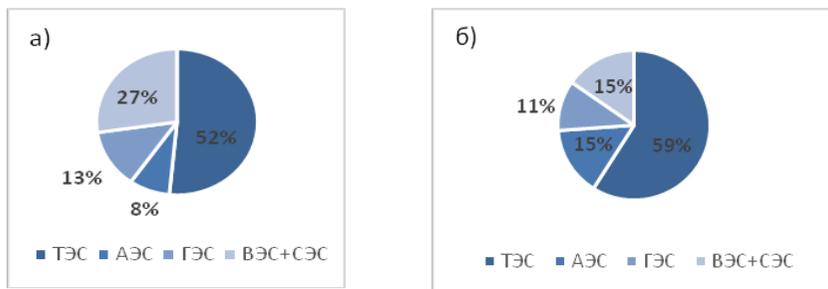


Рис. 2. Планы а) структуры установленных мощностей электростанций (МВт) и б) выработки электроэнергии (млрд кВт•ч) в Узбекистане к 2030 г. [16].

Источник: Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020-2030 годы

По данным на конец 2022 года возобновляемые источники энергии занимают всего 13% в структуре установленной мощности электростанций и 8% - в структуре выработки электроэнергии [2].

В Концепции обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020-2030 гг. [15] предусмотрено развитие генерирующих мощностей на основе ВИЭ. Согласно Концепции, к 2030 году суммарная установленная мощность ВЭС должна достичь 4 ГВт, СЭС – 4 ГВт.

В рамках солнечной энергетики планируется использовать технологии фотовольтаики. Мощность СЭС составит от 100 до 500 МВт, приоритетные регионы развития – Джизакская, Самаркандская, Бухарская, Кашкадарьинская и Сурхандарьинская области. Проекты планируется реализовать за счет привлечения прямых иностранных инвестиций по модели «Build-own-operate», то есть полностью за счет средств иностранных компаний, которые в дальнейшем будут продавать полученную на станциях энергию.

В остальных регионах планируется строительство СЭС меньшей мощности (50-200 МВт). Солнечные электростанции планируется использовать для стабилизации и регулирования пиковых нагрузок. СЭС малой мощности (до 20 МВт) планируется использовать для нужд автономной генерации.

Планы развития гидроэнергетики в Узбекистане включают в себя строительство 35 ГЭС суммарной мощностью 1537 МВт, а также увеличение мощностей действующих ГЭС на 186 МВт. Приоритет сделан на развитие малых ГЭС, в планах – строительство только шести крупных ГЭС [16].

Приоритетными регионами развития ветроэнергетики являются Каракалпакстан (три ВЭС суммарной установленной мощностью 1,8 ГВт), Бухарская (один проект мощностью 1 ГВт) и Навоийская (одна станция мощностью 500 МВт) области [2]. По данным на ноябрь 2021 года подписаны соглашения с компанией Masdar из ОАЭ на постройку ВЭС установленной мощностью 500 МВт в Тамдынском районе Навоийской области. Стоимость проекта 600 млн долларов, ориентировочная годовая выручка - 1,8 млрд. кВт•ч. Также заключено соглашение о строительстве двух ветряных электростанций с ACWA Power (Саудовская

Арвия). Стоимость проекта двух ВЭС общей установленной мощностью 1000 МВт – 1,3 млрд долларов. Станции будут размещены в Бухарской области [17].

Кыргызстан

В отличие от Казахстана и Узбекистана, электроэнергетика Кыргызстана основана на ВИЭ, а именно на гидроэнергии. Кыргызстан открыт к проектам развития любого вида электроэнергетики, однако акцент в планах развития сделан именно на ГЭС, в первую очередь, малых. В 2022 году был выпущен отчет IRENA (International Renewable Energy Agency) о перспективах возобновляемой энергетики Кыргызстана, который, возможно, поспособствует привлечению в сектор иностранных инвесторов [18].

Количество уже строящихся и проектируемых гидроэлектростанций в Кыргызстане велико, ниже перечислены наиболее масштабные проекты.

В июне 2022 года началось строительство Камбар-Атинской ГЭС-1, установленная мощность которой составит 1860 МВт, среднегодовая выработка – 5,6 млрд кВт•ч. Стоимость проекта оценивается в 5-6 млрд долларов. Финансирование проекта осуществляется за счет кыргызской стороны. Сроки строительства составят от 8 до 10 лет, первый гидроагрегат планируется ввести в эксплуатацию в 2026 г. [19]. Также осуществляется строительство второго гидроагрегата на Камбар-Атинской ГЭС-2, который планируется ввести в эксплуатацию в 2024 году. Общая стоимость проекта – 138 млн долл., из которых 110 млн долл. получены за счет кредита Евразийского фонда стабилизации и развития (ЕФСР). После ввода второго гидроагрегата на ГЭС-2, общая установленная мощность каскада Камабратинских ГЭС составит 1900 МВт [20].

Также планируется возобновление строительства каскада Верхненарынских ГЭС. С 2013 г. проект реализовывался «РусГидро», однако не был доведен до конца. В настоящее время осуществляется поиск инвесторов для завершения проекта [21].

В 2021 г. Национальный энергохолдинг Кыргызстана объявил о планах разработки технико-экономического обоснования строительства Суусамыр-Кокомеренского каскада ГЭС (три станции общей мощностью – 1305 МВт, годовая выработка – около 3,3 млрд кВт•ч, стоимость реализации – более 3,3 млрд долл.) и Казарманского каскада ГЭС (четыре станции общей мощностью 1160 МВт, ежегодная выработка около 4,7 млрд кВт•ч) [22]. В 2022 году компания Orient Trade Investment Company (Казахстан) подписала Меморандум о соглашении на строительство Казарманского каскада ГЭС с ОАО «Электрические станции». Оценочная стоимость строительных работ – 1 млрд долл. [23].

Также в январе 2022 года кабинет министров Кыргызской Республики объявил о планах проведения первоочередных мероприятий по строительству Сары-Джазского каскада ГЭС, Чаткальского каскада ГЭС, Ала-Букинского каскада ГЭС, Куланакской и Кара-Бууринской ГЭС [24].

С 2017 г. проводится реконструкция Токтогульской ГЭС (в том числе замена всех 4 гидроагрегатов), срок окончания проекта – 2024 год. Планируется реконструкция основного и вспомогательного оборудования Уч-Курганской ГЭС, замена основного оборудования Ат-Башинской ГЭС [25].

Некоторые проекты реализуются с участием российских компаний. С марта 2022 года Росатом реализует проект строительства малой ГЭС «Лейлек». Мощ-

ность станции должна составить 5,9 МВт, ежегодная выработка около 26,3 млн кВт•ч. Росатом выступит основным поставщиком оборудования для ГЭС, а также планирует построить ещё несколько малых ГЭС на территории страны. Финансирование осуществляет Российско-кыргызский фонд развития (РКФР) [26].

Ветроэнергетика Кыргызстана на данный момент развита слабо. Единственный крупный проект – строительство ветропарка «Эковинд» (Ecowind), мощность которого должна составить 500 МВт. Проект реализуется компанией ОАО «КыргызВинд Систем», которая также разрабатывает и производит оборудование для ветрогенераторов [27].

Крупные планы развития солнечной энергетики в стране отсутствуют.

Таджикистан

Структура энергетического сектора Таджикистана близка к кыргызстанской. Страна также опирается на большое число гидроэнергоресурсов. Однако отличием Таджикистана от других стран региона является отсутствие законодательно утвержденной стратегии развития энергетического сектора. Генеральный план развития выполнен по заказу Азиатского банка развития и рассматривает различные сценарии развития сектора до 2039 года [28]. В плане не прописаны конкретные, законодательно обозначенные меры развития электроэнергетического сектора страны.

План предполагает развитие в первую очередь гидроэнергетики, в том числе малых ГЭС. Самым масштабным проектом развития гидроэнергетики страны является строительство Рогунской ГЭС, которое ведется с 1976 года. На 2022 год функционируют два гидроагрегата суммарной мощностью 1,2 ГВт, работающие не на полную мощность. К вводу планируется еще четыре гидроагрегата, что позволит довести установленную мощность Рогунской ГЭС до 3,6 ГВт [29]. Общая стоимость проекта составляет около 8 млрд долл. Окончательное завершение строительства станции ожидается к 2033 году [30]. В качестве подрядчиков выступают итальянская SaliniImpreglio [31], ОАО «Таджикгидроэлектромонтаж» [32] и российская АО «ЧиркейГЭСстрой» (входит в РусГидро) [33].

Также на стадии реализации находятся инвестиционные проекты «Реконструкция Нурекской ГЭС», которая позволит увеличить мощность станции с 3000 МВт до 3316,5 МВт. Срок реализации проекта – 2028 год, стоимость проекта оценивается в 192 млн долл. [34, 35].

Реконструкция ГЭС «Сарбанд» предполагает увеличение мощности с 240 МВт до 270 МВт. Подрядчиком выступает китайская Sinohydro, стоимость проекта – 136 млн долл. (средства получены за счет гранта Азиатского банка развития). По состоянию на март 2022 г. продолжалась реконструкция первого гидроагрегата станции, завершена реконструкция гидроагрегата №2 [36].

Реконструкция Кайраккумской ГЭС позволит повысить эффективность работы станции и увеличить её мощность со 126 МВт до 174 МВт [37]. Завершение проекта ожидается к 2023 году. По состоянию на сентябрь 2022 г. стоимость проекта составила 200 млн долл., проект реализуется при поддержке Европейского банка реконструкции и развития [2]. Проект реализуют GERenewableEnergy и Cobra, подразделение испанской ACSGroup [38].

С 2020 года ведется подготовка технико-экономического обоснования постройки Шурабской (Шуробской) ГЭС установленной мощностью 850 МВт, стоимость проекта оценивается в 1–1,5 млрд долл.).

Согласно Генеральному плану развития, ветроэнергетика не является приоритетным направлением развития энергетического сектора. ВЭС в Таджикистане имеют меньший потенциал по сравнению с гидроэнергетикой, однако План предусматривает строительство ВЭС мощностью 50 МВт.

Важнейшее влияние на стратегии развития электроэнергетического сектора Таджикистана и Кыргызстана является межгосударственный проект CASA-1000, который объединит энергосистемы Кыргызстана, Таджикистана, Афганистана и Пакистана.

В рамках проекта CASA-1000 планируется строительство линии переменного тока высокого напряжения Датка (Кыргызстан) – Сангтуда (Таджикистан), строительство преобразовательной станции в Сангтуде и строительство линии постоянного тока высокого напряжения Сангтуда (Таджикистан) – Новшера (Пакистан). Общая стоимость проекта – 1,2 млрд долл., в рамках проекта в Южную Азию из Кыргызстана и Таджикистана будет экспортироваться порядка 4,6 млрд кВт·ч электроэнергии в год.

По состоянию на октябрь 2022 г. на 90% завершено строительство преобразовательной подстанции Сангтуда, продолжаются строительные работы по модернизации двух участков подстанций вдоль маршрута CASA-1000 (Сугд-500 и Регар-500), на 88% завершено строительство опор ЛЭП. Сроки реализации проекта неизвестны из-за приостановки строительства в Афганистане в связи с нестабильной ситуацией в стране [39].

Проект CASA-1000 способен стать драйвером развития для электроэнергетического сектора стран Центральной Азии. Выход на рынок стран Южной Азии, в первую очередь, Пакистана открывает возможности для наращивания выработки электроэнергии с целью импорта. Это особенно актуально для Кыргызстана и Таджикистана, стран с невысоким уровнем энергопотребления. Реализация проекта CASA-1000 рассматривается как ключ к перспективам развития возобновляемой электроэнергетики в Таджикистане и Кыргызстане.

Выводы

1. Все государства региона за исключением Туркменистана заинтересованы в развитии возобновляемой электроэнергетики.

2. По типу используемых ресурсов для генерации электроэнергии страны Центрально-азиатского региона делятся на две группы. Страны первой группы (Казахстан и Узбекистан) ориентированы на использование углеводородных энергоносителей, страны второй группы (Кыргызстан и Таджикистан) – на использование гидроэнергетики. Такая дифференциация обусловлена пространственными различиями в распределении энергоресурсов.

3. Проекты развития ВЭС и СЭС более масштабны в странах с более развитой экономикой - в Казахстане и Узбекистане. Небогатые Кыргызстан и Таджикистан развивают более «традиционную» гидроэнергетику.

4. Все финансово затратные и наукоемкие проекты в регионе финансируются совместно с зарубежными партнерами.

5. Для Кыргызстана и Таджикистана важнейшее значение имеет реализация транснационального проекта CASA-1000, открывающего доступ к рынкам электроэнергии стран Южной Азии.

Литература

1. Национальный энергохолдинг Кыргызстана
2. Исполнительный комитет электроэнергетического совета СНГ. Доступ по ссылке: <https://cloud.mail.ru/public/TeWG/LEGpEewEX>
3. Бюро национальной статистики АСПиР РК
4. BP Statistical Review of World Energy 2021
5. UNComtrade. Доступ по ссылке: <https://comtradeplus.un.org/>
6. Об утверждении Плана мероприятий по реализации Концепции по переходу Республики Казахстан к "зеленой экономике" на 2013–2020 годы - Постановление Правительства Республики Казахстан от 31 июля 2013 года № 750
7. Анисимова Н. М. К вопросу о построении новой энергетической модели в Казахстане // Научные исследования. 2016. №3 (4)
8. Доктрина (стратегия) достижения углеродной нейтральности Республики Казахстан до 2060 года. Версия 2. Проект. Доступ по ссылке: <https://legalacts.egov.kz/npa/view?id=11488215>
9. Оморов Т.Т, Рахимов Д. М. Перспектива развития малых ГЭС в Кыргызстане // ReFocus. 2022. №2.
10. Национальный статистический комитет Киргизской Республики. Доступ по ссылке: <http://www.stat.kg/ru/publications/toplivno-energeticheskij-balans/>
11. Сайт проекта CASA-1000. Доступ по ссылке: https://www.casa-1000.org/ru/o-proekte-casa-1000/#about2_ru
12. «Самрук Казына». Официальный сайт. Доступ по ссылке: <https://sk.kz/press-center/news/73503/>
13. ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке ВИЭ». Доступ по ссылке: <https://rfc.kz/vie/about>
14. Официальный сайт АО «Самрук Казына». Доступ по ссылке: <https://sk.kz/press-center/news/76593/?lang=ru>
15. Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020-2030 годы. Доступ по ссылке: https://minenergy.uz/uploads/1a28427c-cf47-415e-da5c-47d2c7564095_media_.pdf
16. Министерство энергетики Узбекистана. Доступ по ссылке: <https://minenergy.uz/ru/news/view/2215>
17. Министерство энергетики Узбекистана. Доступ по ссылке: <https://minenergy.uz/ru/news/view/1590>
18. Renewables Readiness Assessment. The Kyrgyz Republic. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2022.
19. Интернет-издание Экономист.kg. Доступ по ссылке: <https://economist.kg/novosti/2022/09/01/stoimost-stroitelstva-kambaratinskoj-ges-1-vyrosla-s-3-do-6-mlrd-akylbek-zhapparov/>
20. Интернет-портал СНГ. Доступ по ссылке: <https://ecis.info/news/566/101050/>
21. Правительство Киргизской Республики. Доступ по ссылке: <https://www.gov.kg/ru/post/s/sadyr-zhapparov-posetil-verkhne-narynskiy-kaskad-ges>

22. Интернет-издание «Спутник». Доступ по ссылке: <https://ru.sputnik.kg/20210217/kyrgyzstan-gehs-kaskady-1051489499.html>
23. Исполнительный комитет электроэнергетического совета СНГ. Доступ по ссылке: http://energo-cis.ru/news/kaskad_ges_na_1_mlrd/
24. Интернет-издание «Спутник». Доступ по ссылке: <https://ru.sputnik.kg/20220114/kyrgyzstan-ehnergetika-gehs-stroitelstvo-plany-1061221454.html>
25. Национальный энергохолдинг Кыргызстана. Доступ по ссылке: <https://nehk.energo.kg/content/page/74-investicionnye-proekty>
26. Российско-кыргызский фонд развития. Доступ по ссылке: <https://www.rkdf.org/pri-podderzhke-rkfr-budet-postroena-pervaya-malaya-ges-v-batkenskoj-oblasti-obshhej-stoimostyu-7-mln-dollarov/>
27. Финансовое издание “Economist”. Доступ по ссылке: <https://economist.kg/novosti/ekonomika/2021/10/08/da-budet-svet-kak-my-stroim-pervyj-v-kyrgyzstane-vetropark/>
28. Генеральный план развития энергетического сектора Таджикистана. Доступ по ссылке: https://mewr.tj/wp-content/uploads/files/Plan_razv_energo_tom1.pdf
29. Интернет-издание «Спутник». Доступ по ссылке: <https://tj.sputniknews.ru/20220713/rahmon-rogun-ges-cena-1049960148.html>
30. Интернет-издание «Спутник». Доступ по ссылке: <https://tj.sputniknews.ru/20210805/rogunskaya-ges-finansirovanie-281-million-dollarov-1041418708.html>
31. WeBuildGroup – официальный сайт. Доступ по ссылке: <https://www.webuildgroup.com/en/media/press-releases/salini-impregilo-framework-agreement-for-3-9-billion-in-tajikistan>
32. ТГЭМ – официальный сайт. Доступ по ссылке: https://tgem.tj/project/stroitelystvo_plotini_rogunskoy_ges_lot-2
33. ЧиркейГЭССстрой – официальный сайт. Доступ по ссылке: <http://www.chges.ru/objects/>
34. Евроазиатский банк развития. Доступ по ссылке: https://eabr.org/upload/EDB-WEC-CA-Report_RU_web.cleaned.pdf
35. Интернет-издание «Спутник». Доступ по ссылке: <https://tj.sputniknews.ru/20200629/vb-reabilitatsia-nurek-ges-1031489238.html>
36. Интернет-издание «Спутник». Доступ по ссылке: <https://tj.sputniknews.ru/20220320/rakhmon-zapustil-tretiy-agregat-sarbandskoj-ges-1046935292.html>
37. <https://sugdnews.com/2022/09/07/rekonstrukcija-kajrakkumskoj-gjes-prodolzhaetsja-2/>
38. General Electric – официальный сайт
39. CASA-1000. Официальный сайт проекта. Доступ по ссылке: https://www.casa-1000.org/ru/o-proekte-casa-1000/#about2_ru

РЕЗУЛЬТАТЫ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ И
КАЗАХСТАНА В 2022 ГОДУ

БУТУЗОВ В.А.

Введение

В развитии возобновляемой энергетики (ВЭ) значительных успехов достигли Россия и Казахстан. Согласно [1] при общей установленной мощности электрогенерации в 2022г. 247,6 ГВт в России преобладали мощные ГЭС – 51,0 ГВт, ВЭС имели установленную мощность – 2,30 ГВт; СЭС – 2,11 ГВт; МГЭС – 1,22 ГВт; ГеоЭС – 0,074 ГВт. В 2021 году суммарная выработка электроэнергии в России достигла 1114,5 ТВт•ч/год, в том числе ГЭС – 209,52 ТВт•ч/год; СЭС – 2,25 ТВт•ч/год; ВЭС – 1,88 ТВт•ч/год. В Казахстане в 2022 г. при общей установленной мощности всей энергетики 24 ГВт, мощность больших ГЭС составила 2,8 ГВт, а с малой гидрогенерацией 3,08 ГВт, в том числе СЭС – 1,15 ГВт; ВЭС – 0,96 ГВт; МГЭС – 0,28 ГВт; БиоЭС – 0,0018 ГВт. Выработка электроэнергии на СЭС и ВЭС составляла 4,17 ТВт•ч/год [2]. На рис.1 представлена диаграмма установленных мощностей ВЭ России и Казахстана.

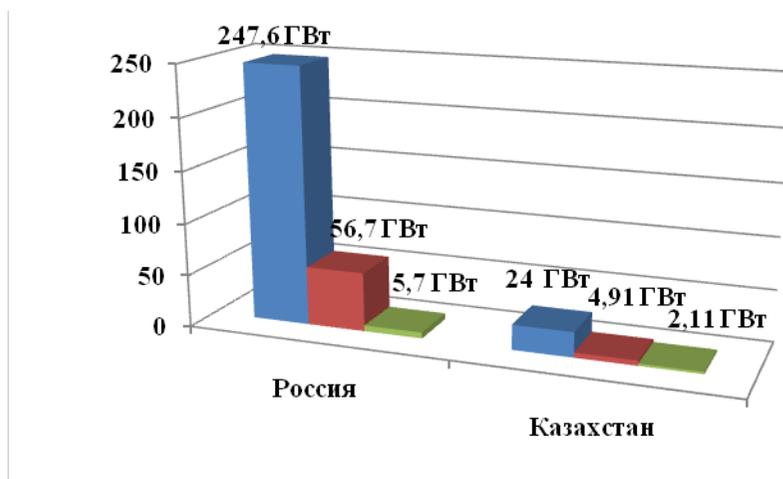


Рис. 1. Установленные мощности суммарной и возобновляемой электроэнергии России и Казахстана (1-й столбец – общие электроэнергетические мощности, 2-й – общие мощности возобновляемой энергетики, 3-й – мощности возобновляемой энергетики без больших ГЭС).

В основе развития ВЭ в каждом из государств – национальные законы, деятельность специализированных организаций – операторов рынка ВЭ, «зеленые» тарифы. В этих странах в основном сооружают системные электростанции на ВИЭ, работающие в объединенных энергосистемах. При их строительстве при-

меняется оборудование европейских и китайских производителей. В России действовали требования локализации изготовления оборудования СЭС и ВЭС (до 70%).

Возобновляемая энергетика России

Рынок возобновляемой энергетики России формировался с 2007 года внесением изменений в закон №35-ФЗ от 26.03.2003 г. «Об электроэнергетике». В основе оптового рынка – реализация планов «ДПМ – ВИЭ». Распоряжением Правительства РФ №1446-Р от 21.06.2021 г. утвержден новый план «ДПМ – ВИЭ – 2.0» до 2035 г. со строительством ветровой, солнечной, малой гидроэнергетики суммарной установленной мощностью до 12 ГВт. Постановлением Правительства РФ № 2486 от 25.12.2021г. уточнены требования к квалифицированным объектам, по корректировке размеров неустойки, в определение цены мощности электрогенерации ВИЭ. Распоряжением Правительства РФ №2765-Р от 01.10.2021 г. о федеральном проекте «Чистая энергетика» предусмотрены ежегодные конкурсы проектов ВИЭ и создание отечественной системы сертификации электроэнергии на ВИЭ, а Распоряжением Правительства №3052-Р от 29.10.2021 г. по декарбонизации предусмотрено развитие технологий генерации энергии на ВИЭ. Расширение использования солнечной электрогенерации на объектах транспортной инфраструктуры регламентирует Распоряжение Правительства РФ №3363-Р от 27.11.2021 г. Розничный рынок электроэнергии ВЭ организован в соответствии с Постановлением Правительства №1298 от 29.08.2020 г. Отбор проектов производится согласно схем и программ развития электроэнергетики регионов (СИПР) при плановой стоимости 1 МВт.ч. В 2021 г. Минэнерго РФ велась работа по модернизации неэффективных электростанций в 23 регионах страны с установкой ВЭ общей установленной мощностью 791 МВт. В 2021г. Постановлением Правительства РФ №299 от 02.03.2021г. уточнен механизм реализации закона №471-ФЗ от 27.12.2019 г. об установке объектов микрогенерации у частных и юридических лиц с возможностью продажи излишков электроэнергии в электросети.

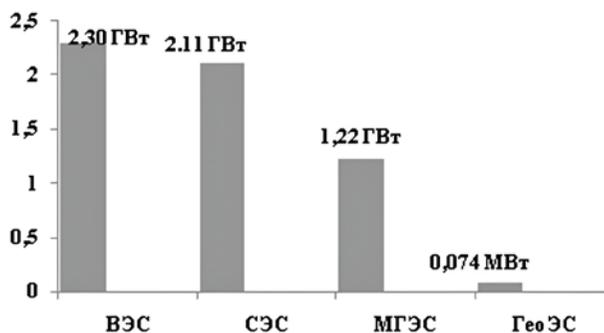


Рис. 2. Установленные мощности электрогенерации России на основе ВИЭ в 2022 г., ГВт

Распоряжением Правительства РФ от 24.03.2022 №594-Р Минэнерго РФ поручено с 1.03.2023г. предоставлять правительству следующую информацию по электрогенерации на основе ВИЭ: анализ цен на оптовом и розничном рынках; ввод в эксплуатацию новых электростанций; установленные мощности генераций, отобранных на конкурсных торгах.

Наблюдательный совет Ассоциации «НПП Совет рынка» в 2021 г. приступил к разработке системы добровольного использования в России различных видов «зеленых» инструментов для подтверждения объемов вырабатываемой возобновляемой энергии взамен свободных двусторонних договоров (СДД) и сертификатов международной системы i-REC. В 2021 г. объем реализованной возобновляемой энергии составил 462,5 ГВт•ч/год, что составило 9% от объема выработки ВЭ по ДПП на 01.01.2022 г. СДД ВИЭ с 2019 года заключены в объеме 622,3 ГВт.ч. Всего сертификатов i-REC номиналом 1 МВт.ч за 2021г. выпущено на 962 ГВт.ч.

Ветроэнергетика России в основном представлена сетевыми ВЭС, работающими в объединенной энергосистеме страны. Суммарная установленная мощность ВЭС РФ в 2022 г. составляла 2300 МВт. Ветроди젤ные станции (ВДС) мощностью до 50 кВт каждая работали в основном в изолированных энергосистемах Камчатки и Крайнего Севера. Наибольшее число ВЭС общей мощностью 1071 МВт с редукторной схемой ВЭУ датской фирмы «Vestas», построил Фонд развития ветроэнергетики (ФРВ), ФРВ производил гондолы в Нижнем Новгороде, лопасти в Ульяновске, башни в Таганроге. На втором месте среди инвесторов АО «НовоВинд» с безредукторной конструкцией ВЭУ датской фирмы «Lageway», учрежденное ГК «Росатом», АО «НовоВинд» в 2022 г. производило генераторы, гондолы, ступицы, обтекатели, башни на заводах в г. Волгодонске. Партнерство ПАО «ЭНЕЛ-РУС» и фирмы «Сименс-Гамесса» с редукторной схемой ВЭС фирмы «Сименс-Гамесса» в 2021 г. имело сборочное производство в Санкт-Петербурге.

В 2021 г. в России были введены в эксплуатацию 13 ВЭС общей установленной мощностью 1009 МВт, в том числе в Ставропольском крае четыре: Кочубеевская (80 МВт), Кармалинская (60 МВт), Бондаревская (120 МВт), Медвежинская (60 МВт). В Ростовской области – три ВЭС: Азовская (90 МВт), Марченковская (120 МВт), III очередь Казачьей (50 МВт). В Волгоградской области – Котовская ВЭС (88 МВт). В Астраханской области 5 ВЭС: Излучная (88 МВт), Старицкая (50 МВт), Манланская (76 МВт), Холмская (88 МВт), Черноярская (38 МВт). По данным Российской ассоциации ветроиндустрии (РАВИ) в 2021 г. заработали 368 новых ВЭУ. Больше всех ВЭС ввело в эксплуатацию АО «НовоВинд» – 570 МВт, немногим меньше ПАО «Фортум» – 479 МВт. В апреле 2022г. ветропарками АО «НовоВинд» выработано со дня основания 2 млрд. кВт•ч электрической энергии.

Солнечная энергетика России состоит в основном из сетевых фотоэлектрических СЭС общей установленной мощностью 2110 МВт. Наиболее крупным инвестором сооружения СЭС является ГК «Хевел» (ООО «Авелар Солар Технолоджи») с производством фотоэлектрических модулей (ФЭМ) в г. Новочебоксарске в Чувашии. Второе по объемам сооружения СЭС – ООО «Солар Системс» имеет производство ФЭМ в г. Подольске Московской области. В 2021 г. были введены в эксплуатацию сетевые СЭС общей мощностью 203 МВт, в том числе в

Волгоградской области: Нефтезаводская (20 МВт), в Калмыкии Элистинская, I-V очереди (78 МВт), в Оренбургской области: Новопереволокская (15 МВт), Светлинская ПК – 2 (25 МВт), в Омской области Русско – Полянская (30 МВт), в Забайкальском крае Читинская, I этап (20 МВт), а в первом полугодии 2022г. – 138 МВт. Большинство этих СЭС было построено ООО «Солар Системс». На розничном рынке в 2021 г. в Дагестане была введена в эксплуатацию Наурская СЭС мощностью 5 МВт. Установленная мощность солнечного теплоснабжения России оценивалась в 70 МВт. Самая большая гелиоустановка площадью 4420 м² была построена в г. Нариманов Астраханской области. Производством солнечных коллекторов, монтажом гелиоустановок в основном занимается ООО «Новый Полос» (г. Москва).

Малая гидроэнергетика России в 2022 г. имела суммарную установленную мощность 1220 МВт. В этом году были введены в эксплуатацию Красногорские №1 и №2 МГЭС в Карачаево-Черкессии, Псыгансу в Кабардино-Балкарии, Башенная в Чечне суммарной установленной мощностью 70 МВт. Основными инвесторами строительства МГЭС были: ПАО «РусГидро», АО «НордГидро»; ООО «Южэнергострой». Проектированием и строительством МГЭС мощностью от 10 кВт до 6 МВт также занималось АО «ИНСЭТ» (г. Санкт-Петербург).

Геотермальная энергетика России в 2022г. имела три эксплуатируемых ГеоЭС на Камчатке (Паужетская, Верхне-Мутновская, Мутновская) общей установленной мощностью 74 МВт с годовой выработкой электроэнергии 0,422 ТВт•ч/год [3]. В стране эксплуатировались три пароводяных и 26 водяных месторождений, на которых работали 161 геотермальная скважина. Добыча геотермального пара в 2021 составила 13 млн.т., а геотермальной воды – 25,7 млн.м³. Геотермальное теплоснабжение в 2021г. имело установленную мощность 110 МВт с выработкой тепловой энергии 0,28 ТВт•ч/год. Геотермальные ресурсы в России исследуются в основном Институтом вулканологии и сейсмологии Дальневосточного научного центра РАН в Петропавловске-Камчатском и Институтом проблем геотермии и возобновляемой энергетики ОИВТ РАН в Махачкале. Добычу пароводяной смеси и геотермальной воды на Камчатке ведет АО «Тепло Земли» (г. Петропавловск-Камчатский), в Дагестане – ООО «Геоэкопром» (г. Махачкала), в Краснодарском, Ставропольском краях и в Адыгее – АО «Нефтегазгеотерм» (п. Мостовской Краснодарский край). Эксплуатацию ГеоЭС осуществляет филиал «Возобновляемая энергетика» ПАО «Камчатскэнерго», геотермального теплоснабжения на Камчатке – АО «Тепло Земли», в Дагестане – ООО «Геоэкопром».

Биоэнергетика России, согласно отчету международного агентства IRENA, в 2022г. имела установленную мощность 1373 МВт [3]. Достоверная статистика по электрогенерации на основе биомассы, биогаза, свалочного газа в 2021 г. отсутствовала. На рис.3 представлены диаграммы выработки тепловой энергии на биомассе (дрова и древесные отходы, брикеты, пеллеты) и геотермальной энергии по данным [4]. Суммарная выработка тепловой энергии при сжигании биомассы в 2022 г. составила 29836 ГВт•ч; в том числе на дровах и древесных отходах 29000 ГВт•ч, брикетах 748 ГВт•ч, пеллетах 88 ГВт•ч. Самая мощная в России котельная (96 МВт) на древесных отходах работала в пос. Ветлужский Костромской области, а на пеллетах в пос. Катунино Архангельской области (20 МВт). Наибольшее число котельных на дровах и древесных отходах эксплуатировалось

в Архангельской области общей мощностью 1110 МВт, что составляло 37% от установленной мощности всех котельных региона. Максимальная установленная мощность отдельных БиоЭС составляла 6 МВт (мини-ТЭЦ «Белый ручей» в Вологодской области, мини-ТЭЦ в г.г. Морозовск, Миллерово Ростовской области). В России налажено серийное производство паровых и водогрейных котлов на дровах, древесных отходах, брикетах, пеллетах.

Научные исследования по ВЭ в основном выполняют Объединённый институт высоких температур (ОИВТ) РАН в Москве (солнечная, водородная и биоэнергетика) и его филиал – Институт геотермальной и возобновляемой энергетики в Махачкале. Федеральный научный агроинженерный центр «ВИМ» (бывший ВИЭСХ) в Москве специализируется на биоэнергетике. Научными разработками в области ВИЭ в 2022г. занимались также 8 вузов, ведущих подготовку специалистов по ВЭ: НИУ «МЭИ» (Москва), МГУ (Москва), СПбПУ (Санкт-Петербург), УРФУ (Екатеринбург), ЮУрГУ (Челябинск), СевГУ (Севастополь), Симферопольский ФУ, КубГАУ (Краснодар). В 2021 г. вузами России по всем специальностям ВЭ было подготовлено 119 бакалавров и 97 магистров, а в семи аспирантурах учились 79 человек [5].

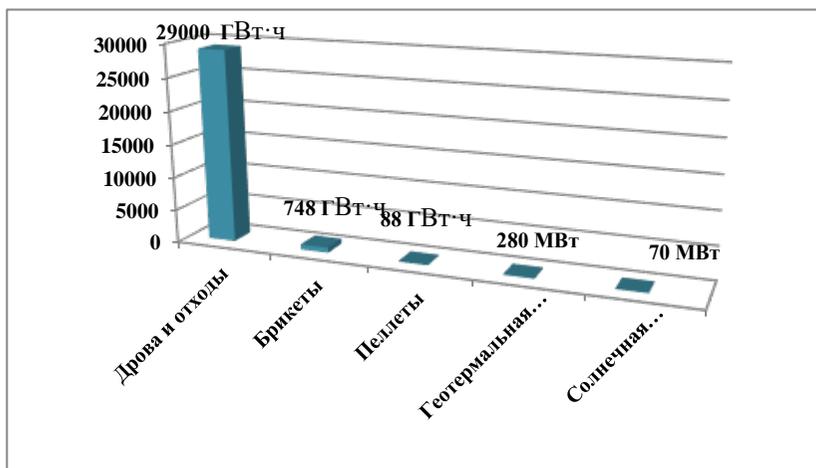


Рис. 3. Выработка тепловой энергии на основе ВИЭ и мощность тепловых установок (геотермальной и солнечной энергетики) России в 2022 г.

Возобновляемая энергетика Казахстана

Суммарная установленная мощность 130 электростанций на основе ВИЭ Казахстана в 2022г. составляла 2400 МВт при годовой выработке электрической энергии 5111 млн кВт·ч. 44 системных СЭС при установленной мощности 1148 МВт в том же году выработали 1763 млн кВт·ч/год, а 46 системных ВЭС соответственно 958 МВт и 2411 млн.кВт·ч /год. 37 малых ГЭС имели установленную мощность 280 МВт с выработкой 934 млн. кВт·ч/год. Общая мощность трех БиоЭС составляла 1,77 МВт. Доля выработки электростанций на ВИЭ в 2022г.

достигла 4,53% от общей выработки электроэнергии в стране [2]. На рис. 4 представлены указанные выше значения по видам электрогенерации.

Ресурсная база электрогенерации на ВИЭ представлена в отчете USAiD (Агентство по международному развитию США), ветровой энергии в Атласе 2009г., солнечной – в Атласе, разработанном казахстанскими специалистами.

Госрегулирование ВЭ в Казахстане осуществляется в соответствии с законом №165-IV от 04.07.2004 г. «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» и Концепцией перехода республики Казахстан к «зеленой» энергетике от 30.05.2013 г. [6]. Основные принципы госрегулирования: гарантированный сбыт электроэнергии по специальным тарифам и обеспечение налоговых льгот. Структурой госрегулирования являлось ТОО «Расчетный финансовый центр возобновляемой энергетики» (РФЦ). У генераторов ВЭ электроэнергия приобреталась ТОО «РФЦ» по аукционным ценам. Оптовые энергоснабжающие организации закупали у него электроэнергию по установленному государством тарифу поддержки ВИЭ, и реализовали по так называемому «предельному тарифу со сквозной надбавкой на ВИЭ». На аукционных торгах 2022 г. при общей заявленной мощности электрогенерации на ВИЭ 440 МВт, было отобрано 15 проектов, в том числе, ВЭС – 400 МВт, СЭС – 40 МВт. В 2022 г. были введены в эксплуатацию 12 объектов ВИЭ суммарной мощностью 385 МВт. Налоговые льготы состояли из пониженных НДС, земельного и подоходного налогов. Инвестиционные льготы достигали 30% сметной стоимости. Государственные натурные гранты включали земельные участки и здания. Для домашних хозяйств, не подключенных к электросетям, при мощности до 5 кВт практиковался возврат государством до 50% инвестиций в ВЭ [3].

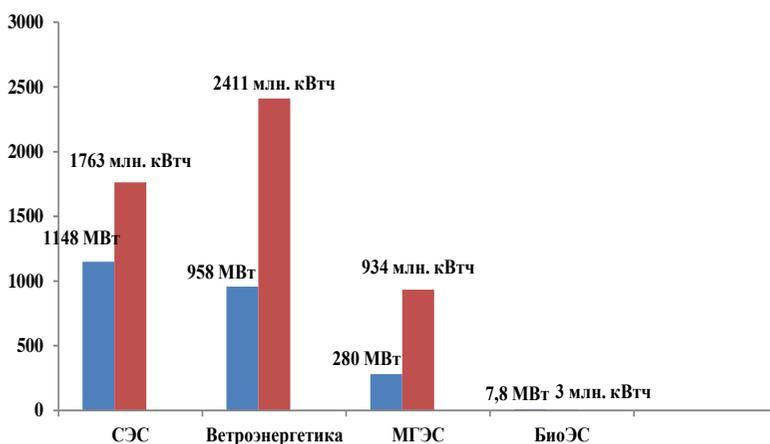


Рис. 4. Установленные мощности и выработка электрической энергии на основе ВИЭ Казахстана в 2022 г.

Подготовку специалистов по ВИЭ (бакалавров, магистров, инженеров) вели три учебных заведения Алматинский университет энергетики и связи (бакалавры); Казахстанско-немецкий университет в г. Алматы (бакалавры, магистры); Рудненский индустриальный институт (инженеры).

Солнечная энергетика Казахстана применяет в основном ФЭМ китайских и российских производителей. В республике создан комплекс производства ФЭМ от выплавки кварца (до 3260 т./год) на ТОО «KazSilicon» в Алматинской области; производству модулей до 60 МВт/год (ТОО «KazPV, г. Усть-Каменогорск), солнечных коллекторов до 50 МВт (г. Нур-Султан). В 2021 г. была осуществлена приватизация данного комплекса. Крупнейшие СЭС в 2021 г. Имели мощности по 100 МВт. Их проектирование выполняли алматинские институты АО «КазНИПИИЭС «Энергия», ТОО «Институт Казсельэнергопроект». Монтаж СЭС в основном вели зарубежные фирмы, а эксплуатацию обеспечивали небольшие частные компании, самая крупная из которых АО «Самрук – Энерго» владела тремя СЭС. Солнечное теплоснабжение в республике Казахстан обеспечивается в основном термосифонными гелиоустановками горячего водоснабжения (ГВС) многоквартирных жилых домов с солнечными коллекторами в большинстве своем китайских производителей. Централизованные гелиоустановки ГВС работали на котельной в Алматы (260 м²), в Доме ребенка в г. Кызылорда (72 м²).

Ветроэнергетика Республики Казахстан состояла из системных ВЭС, самая крупная из которых – Жанатальская мощностью 100 МВт. Оборудование ВЭС – зарубежных производителей. Проектирование ведется теми же институтами, что и СЭС. Строительство ВЭС осуществляется зарубежными организациями, а их эксплуатация – небольшими частными организациями, самая крупная из которых «Самрук – Энерго» владеет двумя ВЭС.

В Казахстане к малой энергетике относят МГЭС единичной мощностью до 35 МВт. В 2022 г. в стране работали 37 МГЭС общей установленной мощностью 280 МВт с годовой выработкой электроэнергии 934 млн. кВт•ч/год. МГЭС проектировались алматинскими институтами ТОО «Институт Казсельэнергопроект», ТОО «Казгидро», АО «КазНИИЭнергетики». Оборудование МГЭС в Республике Казахстан не производится.

Региональными лидерами ВЭ республики Казахстан являются Жамбылская область – 260 МВт; Алматинская область – 243 МВт и Карагандинская область – 201 МВт. Комплекс ВЭ работал в г. Шымкенте: СЭС «Айкель» – 20 МВт, СЭС городского водозабора – 200 кВт, МГЭС сбросного канала канализационных очистных сооружений (КОС) – 2 МВт, БиоЭС КОС– 400 кВт.

Национальные особенности развития возобновляемой энергетики

В России и в Казахстане рынок ВЭ создан на основе западноевропейского опыта, источник финансирования ВЭ в этих странах – тарифы на электроэнергию и в конечном итоге средства населения. В каждой стране работали госоператоры оптового рынка ВЭ, которые обеспечивают доступ производителей электрогенерации на ВИЭ в электрические сети, проводят аукционы инвесторов, осуществляют оплату произведенной электроэнергии. Законодательство стран регламентирует требования к инвесторам и обязанности госоператоров ВЭ. В России оптовый и розничный рынки ВЭ разделены, однако решение о сооружении электрогенерации на ВИЭ принимается только по согласованию с регио-

нальными руководителями и электросетями в объеме компенсации определенного процента потерь в электросетях. Особенностью российских требований к инвесторам является локализация производства оборудования (до 60 – 70%). Анализ открытой информации результатов эксплуатации российских сетевых СЭС и ВЭС показал, что сроки их окупаемости в 2021 г. были от 2 – 3 лет. В 2022 г. ФЭМ производились ГК «Хевел» и ООО «Солар Системс», имевшими свои заводы в России. Эти заводы не обеспечивали полного технологического цикла производства и зависели от поставщиков Китая. Оборудование для ВЭУ в России производилось на шести заводах.

Отличием казахстанской модели управления ВЭ является четырехступенчатая система формирования тарифов от производителей ВИЭ, госоператора ВЭ, оптовых энергоснабжающих организаций и конечных потребителей. В требованиях к инвесторам ВЭ отсутствуют условия локализации производства оборудования. Сооружение СЭС и ВЭС ведется в основном зарубежными фирмами. Малая гидроэнергетика Казахстана была создана преимущественно в советское время.

В России в области ВЭ в 2022 г. работали в основном национальные научные организации: ОИВТ РАН с филиалом – Институтом геотермальной и возобновляемой энергии в Махачкале; учреждение РАН «ВИМ» и восемь вузов с ответственными кафедрами и научно-образовательными центрами.

Выводы

1. В России и в Казахстане государственная поддержка развития ВЭ началась с 2003 – 2004 г.г. с использованием европейского опыта. В 2022 г. значительных успехов по установленной мощности электрогенерации на основе ВИЭ достигла Россия – 5,7 ГВт, на втором месте Казахстан – 2,11 ГВт. Выработка электроэнергии СЭС и ВЭС России в 2021г. составила 4,13 ТВт•ч/год, а Казахстана – 3,42 ТВт•ч/год. Данные по выработке тепловой энергии на основе ВИЭ имелись только для РФ – 29836 ГВт•ч/год.

2. Отличием госсистемы управления развитием ВЭ России является требование по локализации производства оборудования. В результате в стране в 2022 г. работали два завода по фотоэнергетике и шесть заводов по производству оборудования ветроэнергетики. Система формирования тарифов на ВЭ в Казахстане имеет четыре ступени на пути от генератора ВИЭ до конечного потребителя.

3. В структуре электрогенерации на основе ВИЭ Казахстана на первом месте солнечная энергетика, а в России – ветроэнергетика.

4. Солнечная энергетика двух стран в своей основе имеет системные СЭС. В России установленная мощность системных СЭС в 2022г. составила 2,11 ГВт, а в Казахстане 1,148 ГВт. Производство оборудования фотоэнергетики было организовано на двух российских заводах.

5. В развитии ветроэнергетики по установленной мощности в Россия – 2,3 ГВт, в Казахстане – 0,958 ГВт. При этом в России работали шесть заводов по производству оборудования ВЭУ.

Литература

1. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2022 году (на основе оперативных данных). Системный оператор Единой Энергетической системы. www.so.ets.ru.
2. Министерство энергетики Республики Казахстан. Развитие возобновляемых источников энергии. www.gov.kz.
3. Бутузов В.А., Томаров Г.В., Алхасов А.Б., Алиев Р.М., Бадавов Г.Б. Геотермальная энергетика России: ресурсная база, электроэнергетика, теплоснабжение (обзор)//Теплоэнергетика. 2022. №1. с.3-17.
4. Бутузов В.А. Результаты развития возобновляемой энергетики в России в 2020-2021 г.г.// Энергетик. 2022. №7. с.23-28.
5. Бутузов В.А. Возобновляемая энергетика России: образование и подготовка кадров//Энергетик. 2022. №8. с.33-42.
6. ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке ВИЭ». www.rfc.Kegoc.kz

УЗБЕКИСТАН: ТРАДИЦИИ И ДОСТИЖЕНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

*БУТУЗОВ В.А., РАШИДОВ Ю.К., УЗАКОВ Г.Н.,
КЛЫЧЕВ Ш.И., АБДУРАХМАНОВ Б.М.*

Введение

Статистика установленной мощности возобновляемой электрогенерации Узбекистана по итогам 2022г. согласно данным международного агентства ВИЭ IRENA [1], членом которого является РУз, представлена на рис. 1. При суммарном значении установленной мощности 2300 МВт (100%) на долю гидроэнергетики приходилось 2048 МВт (89%), а солнечной энергетики – 252 МВт (10,9%). Уникальным объектом солнечной концентрации является Большая солнечная печь (БСП) расчетной мощностью 1 МВт. В последние годы в РУз создана законодательная база и госструктура для управления развитием ВИЭ. Указом Президента 2022г. и Постановлением Президента 2023г. утверждены меры по комплексному развитию ВИЭ. По итогам 2023г. на кровлях тысяч зданий были установлены фотоэлектрические преобразователи общей мощностью 381 МВт и тепловые гелиоустановки суммарной установленной мощностью 15,53 МВт (19300м²).

В основе развития ВИЭ РУз – достижения научных школ, прежде всего академических, а также вузовских организаций. С советских времен узбекские ученые занимали ведущие позиции по солнечной концентрации, теплогенерации, гелиотеплицам, сушилкам и т.д. Подготовкой кадров по возобновляемой энергетике занимаются 12 вузов, которые ежегодно выпускают около 400 специалистов. В г. Ташкенте с 1965г. издается международный журнал «Гелиотехника» (Applied Solar Energy), рецензируемый в базе данных Scopus.

Профессиональные научные контакты, соглашения между министерствами РФ и РУз способствуют восстановлению традиций сотрудничества и объединения усилий.

Возобновляемая энергетика Узбекистана в XX веке

Для Узбекистана основными направлениями развития возобновляемой энергетики в XX веке были гидроэнергетика, солнечное тепло – и электрогенерация. В тридцатых годах в Узбекистане работали основоположники советской солнечной энергетики. По фотоэнергетике академик А.Ф. Иоффе (1880-1960) в Самарканде организовал филиал Ленинградского Физико-технического института – Среднеазиатский гелиотехнический институт [2]. Основатель советской солнечной теплогенерации, член Международной солнечной ассоциации Б.П. Вейнберг (1871-1942) работал в Ташкенте более 10 лет над солнечными концентраторами, коллекторами и гелиоустановками. Термин «Гелиотехника» впервые был предложен проф. Р.Р. Циммерманом в 1928г. в книге, изданной в Ташкенте. В сороковые годы инженер К.Г. Трофимов исследовал в Ташкенте воздушные солнечные коллекторы, а Б.П. Петухов из Энергетического института им. Г.М. Кржижановского (ЭНИН, Москва) на погранзаставах республик Средней Азии построил десятки гелиоустановок горячего водоснабжения. В 1949 г. на полигоне Ташкентского консервного комбината Ф. Молеро из ЭНИНа был испытан концентратор солнечного излучения для получения пара с температурой до 200°C. В шестидесятые годы в НПО «Солнце» (г. Ашхабад, Туркменистан) под руководством генерального директора д.т.н., проф. В. А. Баума (1904-1985), до этого работавшего заместителем академика Г.М. Кржижановского в ЭНИНЕ были подготовлены узбекские специалисты, в том числе основатели узбекской научной школы солнечной теплогенерации Р.Р. Аvezов (1942-2020), А.Б. Вардияшвили и др. Р.Р. Аvezовым была разработана конструкция жидкостного плоского солнечного коллектора, а в г. Бухаре было организовано их производство. К концу XX века общая площадь таких коллекторов оценивалась в 2000 м². Под руководством Ю.К. Рашидова в институте ТашЗНИИЭП было организовано проектирование и сооружение гелиоустановок общей площадью 26000 м².

Наиболее масштабным объектом возобновляемой энергетики СССР является **Большая солнечная печь (БСП)**, построенная в 1987г. в Ташкентской области [3]. Она является второй по мощности в мире (1 МВт) и предназначалась для исследований в области солнечной энергетики и создания, и испытания материалов для космических аппаратов. Комплекс построен в горной местности на высоте 1050 м над уровнем моря на площади 24 гаи включает 62 зеркальных гелиостата общей площадью около 3000 м², солнечное излучение от которых направляется на концентратор площадью около 2000 м². Каждый гелиостат оборудован электроприводами и датчиками, позволяющими менять азимутальные углы поворота ±60° и зенитный от 0 до 38°C. Степень концентрации солнечного излучения – 11000, площадь фокального пятна – 0,9 м², а достигаемая температура в фокальной области (0.2x0.2м)3300°C.

Инициаторами создания БСП были Академии наук СССР и Узбекской ССР (Физико-технический институт, НПО «Физика-Солнце»). В разработке технических решений приняли участие академики С.А. Азимов (1914-1988), Г.Я. Умаров (1921-1988), Р.А. Захидов, Т.Т. Riskiev (1944-2014), д.т.н. И.И. Пирматов, к.т.н. С.Х. Сулейманов. Проект был разработан главным архитектором Минатома СССР В.В. Захаровым (1949-2021). Исходные данные для проектирования БСП были подготовлены научной школой Р.А. Захидова в составе А.А. Вайнера (1949-1986), А.Ш. Ходжаева (1946-2021); Ш.И. Клычева. Захидов Р.А. является

учеником Д.И. Теплякова и Р.Р. Апарина из ЭНИНА, в котором он начинал научную деятельность. В дальнейшем Р.А. Захидов для разработки концентраторов и других оптических систем создал комплекс «Оптика», а совместно с В.В. Грилихесом из ленинградского ФТИ разработал оптико-энергетических характеристик концентраторов различного типа, в том числе со вторичными концентраторами.

В последующие годы эксплуатацией и модернизацией БСП, юстировкой фасет концентратороагелиостатов занимался Абдурахманов А.А. [4] В Узбекистане в настоящее время сохранилась научная школа Захидова Р.А. по созданию солнечных концентраторов, а возможности БСП пока полностью не востребованы.

Фотоэнергетика. Как и во всем мире, фотоэнергетика Узбекистана базировалась на кремниевых СЭ (солнечных элементах), работы по которым в Узбекистане были начаты в ФТИ АН УзССР в конце 50-х годов. В начале 60-х было предложено организовать получение сверхчистого кремния с использованием тетрахлорида кремния на Чирчикском электрохимкомбинате в Ташкентской области (ГЧЭХК). Там был создан опытный участок (ГЧЭХК + Гиредмет + ФТИ АН УзССР), а затем и опытно-промышленное производство сверхчистого кремния-сырца в составе ГЧЭХК. У истоков этих работ стояли, а затем активно их поддерживали академики С. В. Стародубцев, С.А. Азимов и начальник управления Химпром Средазсовнархоза И. И. Бурлаченко. Технический кремний (ТК) марки КрО впервые был получен в Узбекистане в 1998 г. К.П.Абдурахмановым, М.О.Костецким, Б.М. Абдурахмановым, Б.В. Гугушвили и др. [5], академиком М.С.Саидовым, В.В.Харченко, Р.А.Муминовым, М.Т.Турсуновым, С.Р.Бойко [6]. В кооперации с тогдашними крупными производителями кремния СССР велись работы по использованию для изготовления СЭ отходов кремниевого производства в виде брака монокристаллического и поликристаллического кремния, а также автоэпитаксиальных структур в результате чего на предприятиях: ЗЧМ, г. Светловодск, Украина; ЛКРМ, пгт. Чойрух Дайрон, Таджикистан; КГМК пгт. Орловка – Быстровка, Киргизия, а также в ФТИ АН РУз, ЦПКТБ АН РУз и Институте электроники АН РУзг. Ташкент были созданы участки по выпуску СЭ и солнечных батарей (СБ) бытового назначения. По заданию ВНИИТ г. Москва СКТБ Института электроники АН РУз (СКТБ ИЭ).

В 1986 г. СКТБ Института электроники АН РУз (СКТБ ИЭ) по заданию института ВНИИТ (Москва) была создана автономная СФЭС с параболическими концентраторами и кремниевыми преобразователями расчетной мощностью 1 кВт. Технические решения данной СФЭС: опорно-поворотное устройство (ОПУ), охлаждение СЭ тепловыми трубами, заглубление р-п переходов СЭ под шинами контактов, макроскопические фронтальные контакты с люминесцентным покрытием, были применены в других разработках, и защищены авторскими свидетельствами [7]. На базе указанной СФЭС серийно изготавливались устройства типа «Гекол» мощностью 300-800 Вт; макетный образец концентраторной СФЭС мощностью 10 кВт с водоохлаждаемыми СЭ; концентраторные станции с параболическими и параболоцилиндрическими концентраторами с ОПУ на основе конверсионных комплектующих лафетов артиллерийских орудий ЗУ-23; СЭ и СБ космических аппаратов, забракованных в процессе предполетных испытаний. В те же годы по заданию института НИИТП (Москва) был создан высоко-

вакуумный испытательный стенд с засветкой объектом испытаний солнечным излучением. Первыми испытуемыми объектами были фотоэлектрические модули с концентрацией излучения, которые встраивались в плоские солнечные панели космических аппаратов [7].

Геотермальные ресурсы исследовались в Узбекистане во второй половине XX века. Были разведаны 7 крупных геотермальных водяных месторождений с температурой до 65°C, однако практическое применение получили только геотермальные воды 10 бальнеологических курортов [8]. Вопросами использования геотермального тепла и аккумулирования солнечного тепла в водоносных горизонтах занимался к.т.н. Р.Т. Раббимов (1942-2021).

Гидроэнергетика. В Узбекистане гидроэнергетика по мощности на втором месте после топливных электростанций. По данным агентства IRENA в 2022г. суммарная установленная мощность ГЭС составляла 2048 МВт. Развитием и эксплуатацией гидроэнергетики в стране занимается АО «Узбекгидроэнерго». В 2023г. в Узбекистане эксплуатировались 50 ГЭС общей установленной мощностью 2245 МВт и строилось 9 станций общей мощностью 490 МВт. Перспективы развития гидроэнергетики РУз определены Указом и Постановлением Президента: проектирование и сооружение 200 МикроГЭС с суммарной установленной мощностью 56,6 МВт, двух малых ГЭС с общей мощностью 13,6 МВт; модернизация Туполангской ГЭС с увеличением мощности до 175 МВт, проектирование 65 малых ГЭС (МГЭС). В Узбекистане для производства оборудования ГЭС созданы совместные предприятия с Китаем и Южной Кореей. Разработками МикроГЭС, гидроаккумулирующих станций (ГАЭС) занимаются на кафедре «Гидроэнергетика и гидравлика» Ташкентского государственного технического университета под руководством д.т.н. проф. М.М. Мухаммадиева.

Ветроэнергетика. На основании данных измерений 90 метеостанций Узбекистана в 2015 г. АО «Узбекэнерго» совместно с зарубежными организациями был создан Национальный атлас ветров. В 2010-2012 годах по проектам АО «УзбекГидропроект» были построены две ВЭУ. Первая – вблизи Чарвакского водохранилища Ташкентской области с установленной мощностью 170,0 кВт с корейским ветроагрегатом и у пос. Юбилейного Ташкентской области мощностью 750 кВт с китайским ветроагрегатом. По данным Минэнерго РУз (www.minenergo.uz) в 2023г. велось строительство ВЭУ мощностью 500 МВт в Тамдямском районе Навоинской области, двух ВЭС по 500 МВт в Бухарской области и ВЭС мощностью 100 МВт в Караузекском районе Каракалпакии. В области ветроэнергетики продолжаются работы по определению ветровых ресурсов, их изменчивости и производительности ВЭУ в регионе (академик Захидов Р.А., к.т.н. Таджиев Уткур Аббасович). На основе обобщения данных по характеристикам ВЭУ Клычевым Ш.И. получена зависимость мощности ВЭУ от скорости ветра при различных его проектных скоростях.

Возобновляемая энергетика в XXI веке

В Узбекистане создана нормативная база и государственная структура управления ВЭ. В 2019г. принят закон «Об использовании возобновляемых источников энергии» (№ ЗРУ – 358 от 21.05.2019г). Органом управления ВЭ правительством определено Министерство энергетики. В 2022г. Указом и в 2023г. Постановлением Президента РУз намечены меры по развитию ВЭ, в том числе

по проектированию и сооружению объектов фотоэнергетики и солнечной теплогенерации для госучреждений, жилых домов (Указ №-УП-220 от 09.09.2022г). Источником финансирования определен Внебюджетный межотраслевой фонд энергосбережения Минэнерго, а для частных владельцев предусмотрены налоговые преференции и компенсационные выплаты. Более масштабные меры по развитию системной солнечной и ветровой электрогенерации в 2023-2025 гг. (4300 МВт) предусмотрены Постановлением Президента РУз №-ПП-57 от 16.02.2023г. Вновь созданному предприятию «Яшил энергия» поручено установить на кровлях зданий 2650 МВт фотоэлектрических установок, а на крышах 765 многоквартирных домов (МКД) также и тепловые солнечные установки.

Солнечная энергетика в 2023г. включала в основном две системные СЭС мощностью по 100 МВт в Нурабадском районе Самаркандской и в Карманинском районе Навоинской областей. По данным Ю.К. Рашидова, в 2023 г. развитие объектной фотоэнергетики характеризовались следующими показателями (рис.1): всего 381 МВт (100%), в том числе объекты социальной сферы и госучреждений – 174,4 МВт (45,8%); здания частной собственности – 134,1 МВт (35,1%), односемейные дома – 69,2 МВт (18,1%), МКД – 3,38 МВт (1%).

Суммарная статистика системной и объектной ВЭ в 2023г. представлена на рис. 3. При общей установленной мощности системной и объектной ВЭ – 2682 МВт (100%) мощность ГЭС составляла 2048 МВт (76,4%), системных СЭС – 252 МВт (9,4%), объектной фотоэнергетики – 381 МВт (18,3%).



Рис. 1. Диаграмма распределение установленной мощности ФЭУ РУз по распределенным объектам в 2023г, всего 381 МВт (100%)

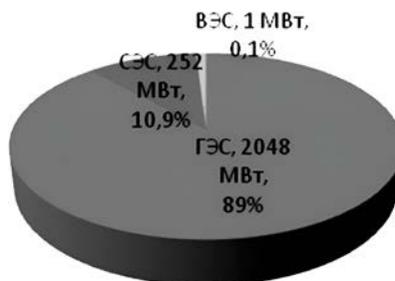


Рис. 2. Диаграмма распределение видов ВЭ Узбекистана в 2022г., всего 2300 МВт (100%), агентство IRENA

В 2023 г. в РУз при монтаже СЭС устанавливались солнечные батареи, в основном, китайского производства, укомплектованные кремниевыми солнечными элементами (СЭ). В 2023г. в г. Янгиюле был построен завод по производству ФЭС (компания «Enter Solar Green Energy»), базирующийся на привозных кремниевых комплектующих. В тоже время в Узбекистане имеются сырье и научно – технические основы для организации собственного промышленного производства кремния и СЭ. Так инициативной группой под руководством академика М.Х. Ашурова [9] по заданию Правительства РУз было разработано ТЭО и показана возможность выплавки ТК высших марок на местном сырье, что было положено в основу создания в стране промышленного производства ТК. Под руководством Председателя Госкомгеологии Турамуратова И.Б. дополнительно, кроме тех, что были использованы при первых выплавках ТК [5], были разведаны новые месторождения жильного кварца и кварцитов [10,11], затем совместно с Институтом ионно-плазменных и лазерных технологий (ИИПиЛТ) АН РУз доказана их пригодность для получения кремния для СЭ, в том числе, с минимальным содержанием примеси бора и в начале XXI века были построены предприятия по электродуговой выплавке ТК (СП «UZ – Kop Silicon», г. Навои и СП «UZ Shindong Silicon») в Ташкентской области.

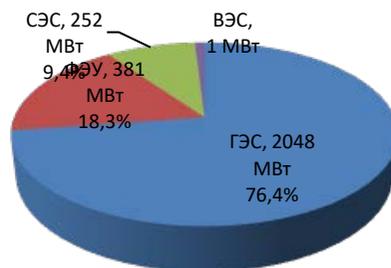


Рис. 3. Диаграмма распределения установленных мощностей системной и рассредоточенной возобновляемой электрогенерации Узбекистана в 2023г.

Д.т.н. Курбановым М.Ш. и др. [11] при выплавке кремния в электродуговых рудотермических печах шахтного типа было предложено заменять импортируемый в РУз кокс местным природным газом, а также осуществлять брикетирование шахты, в том числе с использованием местных кварцевых песков (SiO_2).

По этой тематике получено 8 патентов РУз. Под руководством Ашурова Х.Б. (ИИПиЛТ АН РУз) был проведен комплекс исследований и разработок по созданию и освоению в РУз производства моносилана (SiH_4) из отечественного ТК по новой, оригинальной технологии [12, 44], защищенной более чем 20 отечественными и зарубежными патентами. В 2007 году академиком Саидовым М.С., Абдурахмановым Б.М. и Олимовым Л.О. был экспериментально обнаружен тепловольтаический эффект, положенный в основу работ по новому научному направлению, касающемуся применения не монокристаллического кремния, с содержанием примесей, дающих глубокие энергетические уровни, включая его новую модификацию - гранулированный кремний и использования таких материалов для создания преобразователей тепловой составляющей солнечного излучения в электрическую энергию. По этому направлению в ИИПиЛТ АН РУз разработано 12 новых технических решений, защищенных патентами [13,14]. В Андижанском Госуниверситете академик С.З. Зайнабиддинов занимается металлоксидными пленками для СЭ, а Р. Алиев решением задач по физике, технике и технологии СЭ 3- ого поколения (наноплазмоника, перовскитные СЭ, двух и многолицевые СЭ, гибридные фотоэлектрические-ветровые и микрогидро энергетические установки [15]. Здесь только за последние 3 года создано 20 новых технических решений и полезных моделей, защищенных патентами. Клычевым Ш.И., Бахрамовым С.А., Захидовым Р.А, и Харченко В.В. (ВИМ (ВИЭСХ), г. Москва) экспериментально подтверждено увеличение яркости и плотности излучения при последовательном прохождении сред с различным показателем преломления, что позволяет увеличить КПД концентраторных СЭ, применяя жидкостное охлаждение фронтальной стороны [16], а также впервые объяснить наблюдавшиеся ранее результаты при применении различных теплоносителей [7, 14].

По данным Ю.К. Рашидова по итогам 2023г. суммарная установленная мощность солнечной теплогенерации составила 15,53 МВт (19300 м²), в том числе односемейных домов – 4,37 МВт (35 тыс. домов) и МКД – 3,38 МВт (329 МКД). Изготовлением тепловых солнечных коллекторов (СК) в РУз занимались десятки частных компаний. Самое опытное из них – ООО «MirSolar» (Ташкент) работает с 1999г. под руководством гендиректора к.т.н. А.М. Мирзабаева и изготавливает СК с медными и алюминиевыми абсорберами (3000 проектов). ООО «Solar Sity Plus» (Ташкент) за последние семь лет смонтировало 3 млн. м² СК. На Навоинском ГМК с 2022 производятся до 6 тыс. м² плоских и вакуумных СК.

Основные научные школы возобновляемой энергетики

Ведущими научными организациями в области ВЭ В РУз являются академические: Физико-технический институт (ФТИ), НПО «Физика – Солнце», Институт материаловедения (БСП), Институт энергетики и автоматики (ИЭиА), Институт ионно-плазменных и лазерных технологий АН РУз (ИИПиЛТ АН РУз). В 2022г. в составе Минэнерго РУз на базе Международного института солнечной энергии АН РУз был создан Национальный НИИ возобновляемых источ-

ников энергии. Основными научными школами по возобновляемой энергетике являются коллаборации академических и вузовских учреждений по исследованиям солнечной теплогенерации; солнечных опреснителей; солнечных теплиц; плодовоовощехранилищ; биоэнергетических установок, тепловых насосов; солнечных концентраторов. Ведущим научно – образовательным и вузовскими организациями являются Ташкентский государственный технический университет, Ташкентский архитектурно–строительный университет, Ташкентский институт инженеров ирригации и механизации сельского хозяйства, Узбекско – корейский университет «КИМЁ» в Ташкенте, Бухарский госуниверситет, Бухарский инженерно – строительный институт. Ферганский госуниверситет, Ферганский политехнический институт, Каршинский инженерно – экономический институт, Каршинский госуниверситет и другие.

Научная школа по солнечным концентраторам была создана в 1980-е годы академиком Р.А. Захидовым [17]. В ее составе Ш.И. Клычев, А.А. Абдурахманов. Основные идеи специалистов по созданию солнечных концентраторов изложены Ш.И. Клычевым в [3,42]. 40-летний опыт эксплуатации и модернизации Большой солнечной печи А.А. Абдурахмановым представлен в [3]. В настоящее время солнечными концентраторами занимается также С.Ф. Эргашев из Ферганского политехнического института [18], и крупный специалист в этой области Р.Ю. Акбаров (Институт материаловедения АН РУз).

По проблемам солнечной теплогенерации ведут работы Ю.К. Рашидов (эффективность теплосъема и оптимизация конструкций коллекторов, нормативная база), Е.С. Аббасов (воздухонагреватели); Н.Р. Аvezова (нормативная база гелиотехники, коллектора, общие проблемы ВИЭ); Ж.С. Ахатов (опреснители, теплоносители в коллекторах), архитектор М.М. Захидов (проектирование энергоэффективных домов с солнечным отоплением); М.М. Кенесарин по аккумулированию тепла в фазовых переходах (более 2000 цитирований одной работы); Ш.И. Клычев (разработка нестационарных математических моделей плоских коллекторов, воздухонагревателей, опреснителей (совместно с Ж.С.Ахатовым), домов с солнечным отоплением (совместно с М.М. Захидовым), тепловые модели теплиц (совместно с Б.С. Расаходжаевым).

Важные результаты по энергетически оптимальным селективным характеристикам тепловых приемников солнечного излучения при нагреве и охлаждении были получены А.А. Абдурахмановым и Ш.И. Клычевым. А.А. Абдурахмановым было показано, что с повышением температуры тела параметр селективности приемников солнечного излучения (отношение поглощательной способности к излучательной) возрастает.

Ю.К. Рашидов (1954 г.р), профессор Ташкентского архитектурно – строительного университета. Еще в советское время в институте «ТашЗНИИЭП» организовал проектирование и сооружение гелиоустановок жилых домов, солнечно – топливных котельных и учреждений отдыха [4]. Под его руководством были разработаны основные действующие нормативные документы РУз, в том числе Нормы проектирования гелиоустановок ГВС [19], Пособие по применению Норм проектирования гелиоустановок [20], ГОСТ на солнечные коллекторы [21]. Основные научные идеи Ю.К. Рашидова были изложены в диссертации [22] и монографии [23].

Из молодых ученых со специализацией солнечной теплогенерации выделяются Н.Р. Авезова, генеральный директор ООО «Solar Designs» (г. Ташкент) и Ж.С. Ахатов, НПО «Физика-Солнце» ФТИ АН РУз (г.Ташкент). Н.Р. Авезова продолжает научные традиции основателя узбекской солнечной теплогенерации Р.Р. Авезова [26]. Основным научным направлением работ Ж.С. Ахатова является исследование солнечных опреснителей, результаты которых были опубликованы в диссертации [27] и в монографии [28]. Особенностью конструкции его солнечных опреснителей является применение многоступенчатых испарительно – конденсационных камер (теоретический расчет проведен совместно с Клычевым Ш.И.) в сочетании с очисткой конденсата методом обратного осмоса с электропитанием от фотоэлектрических панелей [29].

Вопросами аккумуляирования тепловой энергии совместно с учеными из Киргизии занимается Клычев Ш.И., а применением для солнечных теплиц - Ферганский политехнический институт [36]. В Национальном исследовательском университете «Ташкентский институт инженеров ирригации и механизации сельского хозяйства» на кафедре электроснабжения и ВИЭ ведутся работы по насосам с приводом от ФЭП.

Научные школы по фотоэнергетике представлены в Узбекистане учениками, последователями и коллегами академиков М.С. Саидова, М.К. Бахадырханова, С.З. Зайнабиддинова, Р.А. Муминова, А.Т. Мамадалимова, М.Х. Ашурова, а сфера их интересов простирается от физико-химических технологий получения и модификации полупроводниковых материалов, используемых в СЭ, до изучения электрофизических свойств этих материалов и преобразователей энергии на их основе, а также разработки и внедрения конкретных фото-термоэлектрических изделий наземного (Турсунов М.Н.) и космического назначения (Абдурахманов Б.М.). Особо необходимо отметить научные труды академика К.Р. Аллаева посвященные идеологии применения фотоэлектричества в большой энергетике и его оптимального сочетания с другими источниками, как альтернативной, так и традиционной энергетике в Узбекистане [37,43]

Минобрнауки РФ и Министерство высшего образования, науки и инноваций РУз в 2023 году согласовали план сотрудничества до 2025 г. с проведением совместных исследований, созданием специальной лаборатории по испытанию и производству фотоэлектрических преобразователей (ФЭП); по разработке дорожной карты подготовки инженерно – технических кадров; взаимодействию по приему узбекских граждан в российские вузы.

Выводы

1. В РУз созданы условия (законы, финансирование, госорганы управления) для ускоренного развития возобновляемой энергетике.
2. Современные научные школы развивают технологии советского периода, в том числе и уникальные: солнечные концентраторы, технологии изготовления солнечных элементов, солнечной теплогенерации.
3. Коллоборацией академических и вузовских научных школ РУз достигнуты определенные успехи в фотоэнергетике, солнечных концентраторах, опреснителях, солнечной теплогенерации.

4. Обучение бакалавров и магистров по специальности «Альтернативные источники энергии» в 12 вузах и успешная деятельность аспирантур обеспечива-ет кадрами развитие научных школ.

Литература

1. IRENA Renewable Energy Capacity statistics 2023 mo – cd 8320d4 – 36ab – 40ac – 83cc – 3389 – cdn – endpoint.azureedge. het// media/ Files / IRENA/ Agency/ Publication/2023/Mar/ IRENA_RE_Capacity – Statistic_2023.pdf

2. Бутузов В.А. Советское и российское солнечное теплоснабжение – научные и инженерные школы // СОК (Сантехника, отопление, кондиционирование). 2018. №8. С. 83-93.

3. Клычев Ш.И. Концентраторы солнечного излучения. Моделирование и расчет Lambert Academic Publishing. Saarbrücken, Deutschland. 2016.

4. Абдурахманов А.А., Абдурахманова М.А. Зеркально – концентрирующие системы для солнечных установок и их эффективность. Монография. Ташкент. Университет. 2022. 374 с.

5. Абдурахманов К.П., Костецкий М.О., Гугушвили и др. Опытное производство технического кремния и возможности расширения разработок солнечных элементов в Узбекистане. // Гелиотехника. 2003, №2., С.21-28.

6. М.Н. Турсунов, М.М., Мирзабаев, А.М. Мирзабаев и др. Научные и технологические аспекты разработки фототеплопреобразователя для эффективной работы в условиях жаркого климата. // Гелиотехника. 2006. № 4. С. 7-12.

7. Абдурахманов Б.М., Байдаков С.Г., Соловейчик В.И., Чирва В.П. «Модули и элементы солнечных фотоэлектрических станций с концентрацией излучения», Монография, Из-во «Фан», Ташкент 1993, 300 с.

8. Гребенщиков Т.Б., Куликов Г.В., Сафаева Л.Х. Геотермальные ресурсы Узбекистана // Изучение и использование глубинного тепла Земли. М., Наука. С. 187-194.

9. Абдурахманов Б.М., Ашууров М.Х., Ашууров Х.Б., Курбанов М.Ш., и др. «Проблемы и перспективы кремниевого производства в Центральной Азии // Монография, Из-во «НуриМарифат», Худжанд, 2016, 447 с.

10. Турамуратов И.Б., Ашууров Х.Б., Панченкова Л.А. и др. Сырьевая база кремниевой солнечной энергетики и микроэлектроники в Республике Узбекистан. Геология и минеральные ресурсы, 2014, № 4, с. 3-12.

11. Миркамалов Р.Х., Федоров Е.Г., Купбанов М.Ш. Минерально-сырьевая база кварцевого сырья Узбекистана для новейших технологий // Геология и минеральные ресурсы, 2017, №5, С. 77-83

12. Абдурахманов Б.М., Ашууров Х.Б., Курбанов М.Ш. «Химико-металлургический передел кремнезема в моносилановое сырье для солнечной энергетики и нанoeлектроники», Монография, Из-во «Navroz» 2018, 505 с.

13. Абдурахманов Б.М., Адилов М.М., Ашууров М.Х., Ашууров Х.Б., Курбанов М.Ш. и др. «Модернизация технологии получения и новые аспекты применения технического кремния и мультикремния» ,Монография, Из-во « Нури-марифат», Худжанд-2022, 336 с.

14. «Advances in Artificial Intelligence Energy Systems and Energy Autonomy» Editors: Mukhdeep Singh Manshahia, Valeriy Kharchenko, Gerhard –Wilhelm Weber, Pandian Vasant. EAI/ Springer Innovations in Communication and Computing, ISSN

2522-8595, <https://doi.org/10.1007/978-3-031-26496-2>, Switzerland, 2023, p. 285(коллективная монография) (Scopus)

15. J.J.G'ulomov, R.Aliev, N.A.Mirzaalimov et al. Suns-Voc Characteristics of Silicon Solar Cell: Experimental and Simulation Study. // journal of nano- and electronic physics, 2023, Volume 15, Issue 2, (20191-20195 pp.), DOI: 10.21272/jnep.15 (2).02019 (Scopus)

16. Клычев Ш.И., Бахрамов С.А., Харченко В.В., Клычев З.Ш. Оптические среды - как способ повышения эффективности концентраторных солнечных фотоэлектрических установок. Гелиотехника, 2012, №2 с.71-73.

17. Захидов Р.А. «Зеркальные системы концентрации лучистой энергии. Ташкент. ФАН. 1986.

18. Эргашев С.Ф., Нигматов У.Ж. Солнечные параболоцилиндрические установки, конструктивные особенности и расчет параметров // Universum: технические науки: электронный научный журнал. 2020. № 11 (80).

19. Нормы проектирования РУз. КМК 2.04.16-18. Установки солнечного горячего водоснабжения. Ташкент. 2018.

20. Пособие по проектированию новых энергоэффективных решений для установок солнечного горячего водоснабжения к КМК 2.04.16-18. Ташкент. 2018.

21. РСТ Уз. 744-96. Коллекторы солнечные. Общие технические условия.

22. Рашидов Ю.К. Повышение эффективности и надежности систем солнечного теплоснабжения на основе применения саморегулирующих активных элементов / Автореферат (ДSc) диссертации. Ташкент. 2020.

23. Рашидов Ю.К. Инновационный подход повышение эффективности и надежности систем солнечного теплоснабжения на основе применения саморегулируемых активных элементов. Монография. Tashkent. Изд. Iqtisod – Mobiya. 2019.

24. Аббасов Е.С. Роль солнечных воздухонагревателей в теплоэнергетической отрасли и перспективы их развития в Республике Узбекистан // Общество и инновации. 2020. Т. 1 (1) С. 1-13.

25. Абдукаримов Б.А., Аббасов Е.С., Усмонова Н.У. Исследование рабочих параметров солнечных воздухонагревателей. Способы повышения их эффективности // Матрица научного познания. 2019. С. 37-42.

26. Аvezова Н.Р., Рахимов Э.Ю., Далмурадова Н.Н. и др. Выбор и обоснование рациональных технических решений для систем электроснабжения, основанных на солнечной энергии // Applied Solar Energy. Т. 58. 2022. С. 121-126.

27. Ахатов Ж.С. Опреснение соленых вод в системах питьевого водоснабжения с помощью теплового и фотоэлектрического преобразования солнечной энергии // Диссер. д.т.н. (DSc), Ташкент. 2021.

28. Ахатов Ж.С. Опреснение соленых вод с помощью тепловых и фотоэлектрических преобразователей солнечной энергии. Lambert Academic Publishing. 2018. Саар – Брюкен. Германия.

29. Ж.С. Ахатов Опреснение соленой воды с использованием ВИЭ: спрос, текущее состояние, тенденции развития, прогнозы на будущее (обзор) // Apply Solan Energy. 2019. с. 133-148. ФТИ НПО – Солнце.

30. Узаков Г.Н., Захидов Р.А., Сафаров А.С., Давланов Х.А. Ветровая энергетика. Учебник. Карши. ИНТЕЛЛЕКТ. 2023. 252 с.

31. Узаков Г.Н., Захидов Р.А., Давланов Х.А., Тошмаматов Б.М. Введение в специальность. Альтернативные источники энергии. Учебник. Карши. ИНТЕЛЛЕКТ. 2024.
32. Узаков Г.Н. Эффективные системы теплоснабжения плодоовощехранилищ. Lambert Academic Publishing. Саар – Брюкен. Германия. 2013. 214 с.
33. Ким В.Д., Хайридинов Б.Э., Холлиев Б.У. Естественно – конвективная сушка плодов в солнечных сушильных установках: Практика и теория. Ташкент. ФАН. 1999.
34. Хайридинов Б.Э., Ким В.Д., Холмирзаев Н.С. Моделирование тепло-массообменных процессов в гелиосушилке с подпочвенным аккумулятором тепла // Гелиотехника. 2006. № 2. с. 41-45.
35. Мирзаев Ш.М., Кадыров Дж. Р. Установки и технологии процесса сушки абрикосов на гелиосушилках // Проблемы информатики и энергетики. 2021. №2. с. 84-93.
36. Расходжаев Б.С., Кучкаров А.А., Бобоева М.О. и др. Исследования процесса аккумулирования солнечной энергии в теплицах // Научно-технический журнал. ФерПИ. 2022. Т. 26. Спец.вып. №10. с. 188-191.
37. Аллаев К.Р. Энергетика мира и Узбекистана. Из-во «Моллия».Ташкент, 2007, 388 с.
38. Орлов А.Ю., Аvezов Р.Р. Солнечные системы отопления и горячего водоснабжения. Ташкент. ФАН. 1988.
39. Клычев Ш.И., Мухаммадиев М.М., Аvezов Р.Р., «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии». Ташкент ФАН. 2010.
40. Уришев Б.У. Малые гидравлические станции. Учебник для вузов. Ташкент. Tafakkur avlodi. 2020.
41. Муххамадиев М., Уришев Б., Мамадлеров Э., Джураев К.С. Энергетические установки малой мощности на базе возобновляемых источников энергии. Монография. Ташкент. ТашДТУ. 2019.
42. Захидов Р. А., Абдурахманов А.А., Клычев Ш. И. Оценка эффективности использования селективных поверхностей в тепловых гелиоприемниках // Гелиотехника, 1981, №1, с 61-63.
43. Аллаев К. Р. Современная энергетика и перспективы ее развития: Монография / Ташкент, Из-во «Fan vatexnologiyalarnashriyot-matbaauy» i, 2021. - 952 с.
44. AshurovKh, Kim Yong II, Salikhov Sh., et al. Патент США US9.156.861 B2. A method for preparing monosilane by using trialkoxysilane Pub. Date: Sept. 10, 2015.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОЛНЕЧНОЙ
ЭНЕРГЕТИКИ НА ТЕРРИТОРИИ ХАТЛОНСКОЙ ОБЛАСТИ РЕСПУБЛИКИ
ТАДЖИКИСТАН

МАХСУМОВ И.Б.

Введение

В наше время спрос на энергию быстро растет, и одни только невозобновляемые источники не могут удовлетворить этот спрос. Возобновляемые источники энергии, такие как солнечная энергия, приобрели важное значение из-за их изобилия и потенциала для удовлетворения спроса на энергию. Переход от невозобновляемых источников к возобновляемым необходим для борьбы с глобальными проблемами изменения климата и загрязнения. Солнечная энергия является одним из таких возобновляемых источников, который набирает популярность среди исследователей и коммунальной отрасли.

Солнечные панели используются уже некоторое время и состоят из фотоэлектрических (PV) элементов, которые преобразуют солнечную энергию в электричество. Растущее внедрение солнечной энергии объясняется ее потенциалом решения проблем, связанных с изменением климата и загрязнением. Технические достижения в области солнечных технологий привели к разработке эффективных солнечных панелей, которые могут генерировать больше электроэнергии из того же количества солнечного света.

Ожидается, что по мере того, как мир движется к устойчивому будущему, спрос на возобновляемые источники энергии будет расти. Ожидается, что коммунальное хозяйство сыграет решающую роль в этом переходе, инвестируя в возобновляемые источники энергии, особенно солнечную. Потенциал солнечной энергии огромен, и ее использование может значительно снизить выбросы углекислого газа в энергетическом секторе. Эффективное использование огромного потенциала солнечной энергии зависит от типа и технологии фотоэлектрических элементов [1].

Солнечные фотоэлектрические элементы и модули

Фотоэлектрический элемент, обычно называемый солнечным элементом, представляет собой электронное устройство, предназначенное для использования энергии фотонов света и преобразования ее в электрическую энергию. Этот процесс преобразования достигается за счет фотоэлектрического эффекта, при котором солнечный элемент генерирует электрический ток под воздействием света.

Фотоэлектрический модуль, обычно называемый солнечной панелью, представляет собой совокупность фотоэлементов, объединенных в прочный каркас. Из-за ограниченного количества энергии, которую может произвести один солнечный элемент, солнечные панели состоят из нескольких соединенных между собой солнечных элементов в последовательных цепях. Размер солнечной панели может варьироваться от одного модуля до нескольких модулей, в зависимости от степени покрытия, необходимой для использования солнечной энергии. Отраслевой стандарт солнечных электрических систем основан на фотоэлектри-

ческой технологии, которая преобразует солнечный свет в электричество. Несколько солнечных элементов соединены между собой, образуя модуль, из которого состоит панель [2]. Рисунок 1 иллюстрирует разницу между солнечными элементами и солнечными панелями.

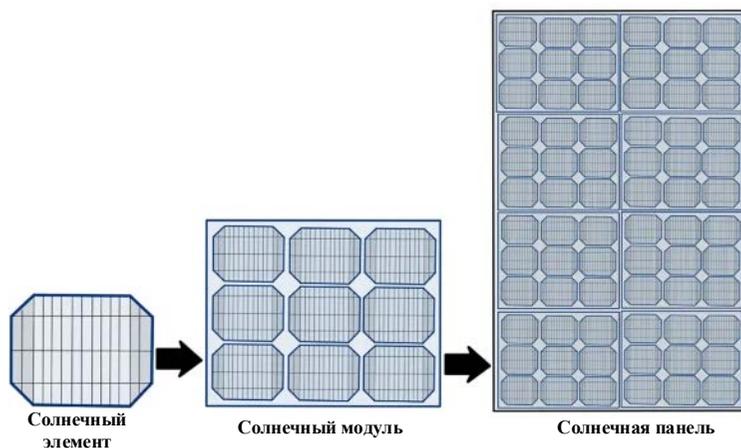


Рис. 1. Внешний вид солнечного элемента, модуля и панели

Технологии производства солнечных панелей

Существует несколько основных категорий солнечных фотоэлектрических элементов: поликристаллические, монокристаллические, тонкопленочные и пассивированные с эмиттером и тыльной частью. Ниже приведены различия между этими группами в соответствии с уровнями эффективности [2].

Монокристаллические кремниевые панели. Наиболее эффективным типом фотоэлектрических солнечных панелей, доступных сегодня, в настоящее время являются монокристаллические кремниевые панели. Они дороже альтернативных типов панелей, но имеют более высокий КПД преобразования солнечной энергии, поэтому в большинстве крышных установок требуется меньше панелей этого типа для удовлетворения тех же требований к мощности. Эти типы панелей квадратной формы идеально подходят для солнечных электрических систем, установленных на крыше.

Поликристаллические кремниевые фотоэлектрические панели. Поликристаллические кремниевые фотоэлектрические панели изготавливаются из поликристаллических кремниевых элементов, которые формируются путем плавления и литья кремния в формы. В результате этого процесса создается панель, которая более доступна по цене, чем панель из чистого кремния, а поскольку производственный процесс менее сложен, это также приводит к меньшему потреблению энергии. Ключевым преимуществом этих панелей является то, что они обеспечивают высочайшее соотношение эффективности и стоимости, предоставляя потребителю экономически эффективное решение их энергетических потребностей. Но это еще не все: давайте углубимся в преимущества и особенности, которые делают эти панели такими привлекательными для торговцев по всему миру. Поликристаллические кремниевые фотоэлектрические панели обла-

дают высокой эффективностью, а это означает, что они могут преобразовывать больше солнечной энергии в полезную электроэнергию, чем другие типы солнечных панелей. Это дает потребителям большую отдачу от своих инвестиций и гарантирует, что они получают максимальную отдачу от своих систем солнечных батарей [3]. Панели из поликристаллического кремния также более устойчивы к нагреву.

Интегрированные фотоэлектрические панели. Интегрированные в здание фотоэлектрические системы (Building-integrated photovoltaics BIPV) – это продукты или системы, вырабатывающие солнечную энергию, которые легко интегрируются в ограждающие конструкции здания и являются частью его компонентов, таких как фасады, крыши или окна. Система BIPV выполняет двойное назначение и является неотъемлемым компонентом оболочки здания, который одновременно преобразует солнечную энергию в электричество и обеспечивает такие функции ограждающих конструкций здания, как: защита от атмосферных воздействий (водоизоляция, защита от солнца), теплоизоляция, защита от шума, дневное освещение [4]. В модулях BIPV, доступных в настоящее время на рынке, используются либо солнечные элементы на основе кристаллического кремния (с-Si), либо тонкопленочные технологии, такие как аморфный кремний (a-Si), теллурид кадмия (CdTe) и селенид меди, индия, галлия (CIGS). Полупрозрачность, например, для мансардных окон или навесных стен, может быть достигнута с помощью большинства технологий либо за счет размещения непрозрачных солнечных элементов с Si, либо за счет прозрачности тонкопленочного слоя. Однако эффективность модуля снижается с увеличением прозрачности, поскольку фотоэлектрический слой улавливает и преобразует в электричество меньше солнечного света [4].

Тонкопленочные солнечные элементы. Тонкопленочные элементы состоят из одного или нескольких слоев тонких пленок поликристаллических фотоэлектрических элементов, которые могут размещаться на существующий материал, такой, как металлическая кровля или стеклянные окна. Эти фотоэлектрические пленки очень тонкие, что делает их легче и гибче по сравнению с другими фотоэлектрическими системами. Хотя тонкопленочная технология чрезвычайно универсальна, она имеет свою цену. Тонкопленочные системы менее эффективны и могут снижать КПД быстрее, чем обычные солнечные системы, но их эффективность улучшается с развитием технологий. На рис. 2 представлены основные типы и технологии солнечных установок.

В отличие от гидроэнергетики, солнечная и ветровая энергия не ограничены суровыми временами года или ландшафтом Таджикистана. Потенциал страны как в области солнечной, так и ветряной энергии высок. По данным SABAR.asia, Агентство гидрометеорологии Таджикистана заявляет, что, учитывая географическое положение Таджикистана, он находится в «золотом поясе» солнечного света. До 3166 часов солнечного света и 300 ясных солнечных дней делают страну идеальной для использования солнечной энергии. Кроме того, использование солнечных панелей устраняет проблемы, вызванные плохой инфраструктурой или ландшафтом, препятствующим строительству ЛЭП. Министерство энергетики Таджикистана подсчитало, что солнечная энергия потенциально может производить 3,1 миллиарда кВт·ч электроэнергии в год. По данным SABAR.asia,

этого более чем достаточно, чтобы компенсировать зимнюю нехватку электроэнергии [5].



Рис. 2. Типы солнечных установок

Приведенные выше данные о потенциале ВИЭ, в частности, относятся к территории Хатлонской области, на этой территории проживает большая часть населения страны.

Важность поиска альтернативы актуальна сейчас, поскольку, по данным Минэнерго, доступа к электроэнергии не имеют 10% населения Таджикистана, а это уже почти миллион человек. Они живут в высокогорье, где гористая местность и суровые погодные условия делают прокладку линий электропередачи трудной, дорогой и ненадежной. Именно поэтому наличие солнечных батарей или ветряных турбин позволило бы решить вопрос электрификации отдаленных районов страны [6, 7]. Исходя из этого в данной работе проведена оценка эффективного применения солнечной энергии расчетным путем в Хатлонской области, где расположены труднодоступные высокогорные населенные пункты.

Закон Таджикистана «Об использовании возобновляемых источников энергии» разрешает населению устанавливать электростанции солнечной и ветровой энергии максимальной мощностью 3000 кВт. Его можно разместить на крыше собственного дома или на собственном участке.

Как сообщили в Министерстве энергетики и водных ресурсов Таджикистана, чтобы установить солнечную, ветряную электростанцию для удовлетворения собственных нужд, никаких разрешений получать не надо. Кроме того, производство этими станциями электроэнергии не облагается налогом. Единственный налог, который обязан будет платить владелец станции – НДС, и только в том случае, если будет продавать электроэнергию другим абонентам или электрическим сетям.

Граждане Таджикистана, имеющие частные станции, могут продавать излишек электроэнергии, выработанной ветряной или солнечной электростанцией.

Для этого необходимо выполнить технические требования покупателя, в данном случае это ОАО «Шабакахои таксимои барк». В частности, необходимо подключиться к общей сети, согласовать тариф, график работы и обеспечивать (передавать) определенный объем электроэнергии. Но так как у станций, как правило, маленькие мощности, на продажу излишка электроэнергии нет.

При нынешних тарифах установка солнечной электростанции более выгодна коммерческим потребителям – предприятиям, магазинам, офисам. К примеру, прямая окупаемость солнечной электростанции мощностью 1 кВт при установке в частных домах, с учётом расходов на обслуживание, составляет 25-28 лет.

При установке на промышленных предприятиях, в магазинах или офисах срок окупаемости составляет 9-10 лет.

Срок службы солнечных панелей составляет 25-30 лет. Необходимо также учесть, что тарифы на электроэнергию с каждым годом повышаются, а цены на солнечные панели падают. С 1 октября 2022 года тарифы на электроэнергию для населения установлены в размере 26,51 дирамов (2,35 руб.) за 1 кВт·ч. Такой же тариф действует для бюджетных организаций, коммунальной отрасли и спорт-комплексов. Тариф на электроэнергию для промышленных и не промышленных потребителей составляет 60,65 дирама (5,8 руб.) за 1 кВт·ч.

Для общеобразовательных учреждений, частных гимназий и лицеев, входящих в единую систему образования Республики Таджикистан и не находящихся на бюджетном финансировании, 45,51 дирама (4,04 руб.) за 1 кВт·ч [8].

Экономический расчет солнечной системы

Расчет экономики солнечной системы является ключом к пониманию того, подходят ли инвестиции в солнечную энергию для частного дома или бизнеса. В нашем случае производится экономический расчет солнечной системы для обеспечения электроэнергией центра тестирования Института энергетики Таджикистана мощностью 5 кВт. Солнечная система состоит из 24 монокристаллических солнечных панелей, производительная мощность каждой из которых составляет 200 Вт. Чтобы оценить возможность эффективного использования солнечных панелей, рассчитаем экономическую эффективность их использования. Порядок выполнения расчета:

- 1) Расчет стоимости покупки и установки солнечных панелей;
- 2) Расчет экономической выгоды от использования солнечных батарей;
- 3) Расчет стоимости замены пополняющих частей;
- 4) Расчет результата от применения солнечных батарей.

В качестве примера расчета выберем действующую солнечную систему Института энергетики Таджикистана, мощностью 4,8 кВт от китайского производителя Powerwell Solar. Основное оборудование, используемое в солнечной системе, приведено в таблице 1.

Таблица 1. Основное оборудование солнечных панелей.

№	Наименование элементов системы	Модель и фирма изготовителя	Количество шт.
1	Монокристаллический солнечный панелей	BW-SM200-210M72 Powerwell Solar	24
2	Аккумулятор	Shoto 6-GFM-100, Shuangdeng Group	5
3	Инвертор с контролером заряд и разряда	MUST PV18-5048 VPK	1



Рис. 3. Автономная солнечная система ИЭТ

Характеристика солнечной системы. Номинальная генерируемая мощность системы – 4,8 кВт, количество запаса энергии – 9 кВт•ч, максимальная потребляемая мощность – 4,5 кВт, номинальное напряжение системы 220 В, средняя производительность электроэнергии в месяц 900 кВт•ч.

Данная система может надёжно обеспечить потребности в электричестве частных жилых домов, в нашем случае компьютерного класса центра тестирования Института энергетика Таджикистана, учитывая благоприятные климатические условия Хатлонской области Таджикистана.

В зависимости от солнечной активности месяц данная система в среднем может генерировать от 700 до 1100 кВт•ч, что достаточно для электроприборов и настольных компьютеров в нормальном режиме. Таким образом, при отключении электроэнергии от централизованных энергосетей в зимний период, автономная система полностью может обеспечить электроэнергией частных домов и других маленьких объектов как компьютерного класса. На рис. 3 приставлена внешний вид автономной солнечной системы Института энергетика Таджикистана. Автономная солнечная система была построена в 2019 году для обеспечения электроэнергией компьютерного класса института в зимний период, когда на этот период действует лимит на электроэнергию. Местность, где построена солнечная система, расположена на высоте 419 метров над уровнем моря, с широтой 37,872 и долготой 68,724. Солнечные панели установлены под углом наклона 45 градусов к стороне юго-запад на 12 градусов. В первые годы данная система вырабатывала до 1100 кВт•ч электроэнергии в месяц. Следует отметить, что система работает уже 5 лет и эксплуатируется в основном с ноября по март в период ограниченной подачи электроэнергии. Из-за длительной работы в условиях высоких температур, характерных для Хатлонской области, эффективность солнечной системы снизилась и в настоящее время система может вырабатывать в среднем до 950 кВт•ч электроэнергии в месяц.

Все расчеты производится в российских рублях и конвертируется в таджикскую валюту сомони.

Стоимость элементов солнечной установки:

- солнечные панели 200 Вт, 24 шт. x 2486 руб. = 59 664 руб. = 6725 сомони [9, 10].
- аккумуляторы 100 Ач, 5 шт. x 37493 руб. = 187 465 руб. = 22204 сомони [11].
- солнечный инвертор (5 кВт) – 54356 руб. = 6126 сомони [12].

Расчет затрат на покупку и установку. Цена комплекта:

$$59664 + 187465 + 54356 = 301\,485 \text{ руб.} = 35709 \text{ сом.}$$

Стоимость установки и монтаж комплекта солнечной панели в среднем составляет 25% от общей стоимости, т.е.

$$301\,485 \times 0,25 \% = 75\,371 \text{ руб.} = 8927 \text{ сомони.}$$

Т.е. общая сумма инвестиционных затрат составит

$$301\,485 + 75\,371 = 376\,856 \text{ руб. или около } 44\,636 \text{ сомони.}$$

Расчет экономической выгоды от использования солнечных панелей.

Если принимаем, что автономная система вырабатывает 900 кВт·ч в месяц, тогда годовая производительность будет следующим:

$$E_{год} = E_{месяц} \times 12 = 900 \times 12 = 10800 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

То есть, при тарифе 45,51 дирам (4 руб. 04 коп.) за 1 кВт·ч электроэнергии за год (2023 г.) для города Бохтара экономия от использования составляет:

$$10800 \times 4,04 = 43632 \text{ руб.} = 5168 \text{ сомони}$$

Чтобы оценить финансовую выгоду от установки комплекта солнечных панелей, возьмем расчетный период в 25 лет. Это 100% гарантированный срок службы батареи, заявленный компаниями-производителями. Рассчитаем изменения тарифов и, следовательно, годовую экономию за расчетный период. Расчет будет произведен с учетом ежегодного повышения тарифа на электроэнергию, принятого в размере 8%.

$$\mathcal{E}_{\text{выг.}} \sum_{n=1}^{25} \mathcal{E}_{\text{выг.-1 год}} \times (1+0,08)^n = 5168 \times 1,08 + 5168 \times 1,08^2 + 5168 \times 1,08^3 + 5168 \times 1,08^4 \dots$$

$$5168 \times 1,08^{25} = 415030 \text{ сомони} = 3504058 \text{ рублей}$$

(1)

здесь $\mathcal{E}_{\text{выг.}}$ – экономическая выгода от использования в течение расчетного периода, уменьшенная до текущей стоимости; $\mathcal{E}_{\text{выг.-1 год}}$ – экономические выгоды в первый год эксплуатации; n – расчетный период; i – средний рост тарифов на электроэнергию по Хатлонской области за год.

Соответственно, солнечная система за 25 лет с учетом ежегодного повышения тарифа на электроэнергию, принесёт 3504058 руб. = 415030 сомони выгода.

Расчет затрат на замену комплектующих деталей. Компания производителя (Shuangdeng Group), заявляет, что срок эксплуатации аккумуляторов составляет 10 лет, а инвертора, который сочетает в себе функции: контроллера заряда АКБ от солнечных батарей по технологии ШИМ (PWM) и зарядного устройства АКБ от сети 220 В - 15-20 лет. Принимаем, что замена аккумуляторов производится на 7 и 13-м годах, а замена самого автономного контроллера через 16 лет. Принимаем уровень инфляции равным 9%. Таким образом, затраты на замену непригодных частей составят:

$$3 = 3_{\text{акм.}} \times (1+i)^9 + 3_{\text{акм.}} \times (1+i)^{13} + 3_{\text{авт.инв.}} \times (1+i)^{16} = 187465 \times (1+0,09)^9 + 187465 \times (1+0,09)^{13} + 54356 \times (1+0,09)^{16} = 407154 + 574731 +$$

$$215810 = 1197695 \text{ руб.} = 141859 \text{ сомони}$$

3 – общие стоимость на замену непригодных частей; $3_{\text{акм.}}$ – стоимость замены аккумуляторов; $3_{\text{инв.}}$ – затрата на замену инвертора; i – уровень инфляции.

Расчет результата от использования солнечных панелей.

$$R = \mathcal{E}_{\text{выг.}} - \mathcal{Z}_{\text{пр}} - \mathcal{Z} = 3504058 - 301485 - 1197695 =$$

$$= 2004878 \text{ руб.} = 237464 \text{ сомони} \quad (3)$$

где R – расчетный результат от использования солнечной системы; $\mathcal{E}_{\text{выг.}}$ – экономическая выгода от использования солнечной системы за расчетный период, с учетом ежегодного повышения тарифа на электроэнергию; $\mathcal{Z}_{\text{пр}}$ – затрат на покупку необходимых частей установки; \mathcal{Z} – общие затраты на замену непригодных частей.

Результаты теоретических расчетов показывают, что автономная солнечная система мощностью 4,8 кВт приносит экономическую выгоду в течение 25-летнего срока ее эксплуатации, обеспечивая тем самым электроэнергией определенных потребителей в зимний период, когда вводится ограничение на электроэнергию. Следует отметить, что все данные о ценах на комплектующие солнечной системы взяты из Интернета и могут быть не совсем точными по сравнению с реальными ценами от официальных производителей. Даже с учетом максимальных характеристик и низких цен на оборудование солнечной системы, которые мы использовали в расчетах, полученные выгоды покрывают лишь затраты на приобретение и эксплуатацию такой системы.

Выводы

Результаты расчетов показали, что установка автономной солнечной системы мощностью 4,8 кВт для электроснабжения компьютерного класса Института энергетики Таджикистана актуальна и экономически целесообразна с учетом действующего тарифа на электроэнергию и ввода ограничений на электроэнергию в осенне-зимний период.

В статье целью расчета автономной солнечной системы является оценка экономической и финансовой выгоды автономной системы при ее установке в образовательных государственных учреждениях, а также в отдаленных горных районах Хатлонской области, где проживающее там население не имеет доступ к электроэнергии из энергосистемы страны.

Расчеты показывают, что общие инвестиционные затраты на установку составляют 376 856 рублей или около 44 636 сомони. Годовая выработка автономной системы составляет в среднем 10 800 кВт•ч, что при тарифе 4,04 рубля за 1 кВт•ч в год экономия от использования системы составляет 43 632 рубля или 5 168 сомони. Используя годовую выработку электроэнергии системой, в работе оценена финансовая выгода от установки комплекта солнечных панелей за расчетный период в 25 лет с учетом ежегодного повышения тарифа на электроэнергию, принятого в размере 8%, что составила 3 504 058 рублей или 415 030 сомони.

Итоговая выгода от использования автономной солнечной системы по результатам расчета составила 2 004 878 рублей или около 237 464 сомони.

Обобщая все полученные расчетные данные, можно сделать вывод, что автономная солнечная система экономически выгодна и ее проектирование, и строительство необходимо не только в образовательных и других государственных учреждениях, но и в отдаленных горных районах, не имеющих подключения к централизованному электроснабжению.

Литература

1. How Is Solar Panel Efficiency Measured? [Электронный ресурс]. URL: <https://eepower.com/technical-articles/how-is-solar-panel-efficiency-measured/#> (дата обращения 06.10.2023).
2. IS SOLAR POWER WORTH THE INVESTMENT? [Электронный ресурс]. URL: <http://solarbyempire.com/why-solar/solar-panel-efficiency#:~:text=Today%2C%20most%20solar%20panels%20provide,being%20converted%20into%20useable%20electricity.> (дата обращения 06.10.2023).
3. Polycrystalline Silicon PV Panel. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.oritron-solar.com/photovoltaic-panels/polycrystalline-silicon-photovoltaic-panels/polycrystalline-silicon-pv-panel.html> (дата обращения 05.04.2023).
4. Building-integrated Photovoltaics. [Электронный ресурс]. URL: <https://natural-resources.canada.ca/energy-efficiency/data-research-insights-energy-efficiency/buildings-innovation/solar-photovoltaic-energy-buildings/building-integrated-photovoltaics/21280> (дата обращения 05.04.2023).
5. RENEWABLE ENERGY IN TAJIKISTAN: [Электронный ресурс]. URL: <https://borgenproject.org/renewable-energy-in-tajikistan/#:~:text=Tajikistan's%20Ministry%20of%20Energy%20calculates,hydroelectric%20output%20shadowed%20its%20production.> (дата обращения 06.10.2023).
6. Курякова Н.Б. Пермский национальный исследовательский политехнический университет. Оценка эффективности применения альтернативных источников энергии. На территории пермского края / Н.Б. Курякова, А.Н. Панькова, А.С. Пупова // Вестник ПНИПУ. Прикладная экология. Урбанистика. 2014. № 3. С. 69-76.
7. Burakova, A. D., L. N. Burakova, I A. Anisimov, and O D Burakova. "Evaluation of the Operation Efficiency of Solar Panels in winter." IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 72 (June 2017): 012022. doi:10.1088/1755-1315/72/1/012022.
8. Как установить дома солнечную электростанцию. Выгодно ли это: [Электронный ресурс]. URL: <https://your.tj/kak-ustanovit-doma-solnechnuju-jelektrostanciju-vygodno-li-jeto/> (дата обращения 09.10.2023).
9. ENF Solar – Solar Companies and Products [Электронный ресурс]. URL: <https://www.enfsolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/16831> (дата обращения 16.10.2023)
10. EnergyPal. Powerwell Solar Energy BW-SM200M [Электронный ресурс]. URL: <https://energypal.com/best-solar-panels-for-homes/powerwell-solar-energy/bw-sm200m> (дата обращения 16.10.2023).
11. Интернет-магазин ELECTRO-SHOP.RU: Аккумуляторная батарея Shoto 6-GFM-100 [Электронный ресурс]. URL: https://electro-shop.ru/akkumulyatornoe_oborudovanie/statsionarnye_akkumulyatory/shoto-6-gfm-100/ (дата обращения 16.10.2023).
12. Яндекс Маркет: Автономный солнечный инвертор MUST PV18-5048 ВПК [Электронный ресурс]. URL: <https://market.yandex.ru/product--avtonomnyi-solnechnyi-invertor-must-pv-18-5048-vpk/1663268325?clid=703&sku=101598274621&сра=1&uniqueId=892324> (дата обращения 16.10.2023).

ПОТЕНЦИАЛ ПЕЛЛЕТНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ДЛЯ АВТОНОМНОГО ЭНЕРГО-
СНАБЖЕНИЯ УДАЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

КАМАЕВ Р.А., БЕССЕЛЬ В.В.

Согласно докладу Аналитического центра при Правительстве РФ по объектам генерации в изолированных и труднодоступных территориях России [1] в 23 субъектах РФ из 89 имеются изолированные и труднодоступные территории (далее – ИТТ), что составляет около 70% площади страны. По Программе развития Единой энергетической системы России на 2022-2028 год, утвержденной Минэнерго РФ от 28 февраля 2022 года №146, [2] до 2028 года не ожидается подключение к централизованной энергетической системе большинства ИТТ.

Большинство крупных месторождений углеводородного сырья находятся в ИТТ. Несмотря на существующие темпы добычи углеводородов, на территории Западной и Восточной Сибири, Дальнего Востока и северной части Европейской России остаются огромные ресурсы углеводородов категории D [3]. Распределение подготовленных ресурсов и перспективных и прогнозируемых ресурсов нефти, конденсата и свободного газа представлено в таблице 1.

Таблица 1. Распределение подготовленных ресурсов D₀ и перспективных и прогнозируемых ресурсов D₁+D₂ нефти (млрд т) и свободного газа (трлн м³) в субъектах Российской Федерации с ИТТ

Федеральный округ	Субъект с ИТТ	Ресурсы кат. D ₀		Ресурсы кат. D ₁ +D ₂		Отношение (D ₁ +D ₂)/ D ₀	
		нефть	газ	нефть	газ	нефть	газ
Северо-Западный	Респ. Коми	0,70	0,20	0,40	0,90	0,6	4,5
	Ненецкий АО	0,70	0,006	1,00	0,60	1,4	100,0
Приволжский	Пермский край	-	0,01	-	0,50	-	50,0
Уральский	Ханты-Мансийский АО	0,90	0,0002	10,00	3,80	11,1	>100
	Ямало-Ненецкий АО	2,30	13,30	5,00	25,10	2,2	1,9
	Тюменская обл.	0,40	-	0,40	-	1,0	-
Сибирский	Красноярский край	1,50	3,00	7,20	23,50	4,8	7,8
	Иркутская обл.	0,20	2,70	1,10	5,10	5,5	1,9
	Томская обл.	0,40	0,02	0,40	0,30	1,0	15,0
Дальне-восточный	Респ. Саха (Якутия)	0,30	0,40	2,10	10,50	7,0	26,3
	Камчатский край	-	0,01	-	0,70	-	70,0
	Сахалинская обл.	0,20	0,04	0,00	0,20	0,0	5,0
	* Чукотский АО	0,01	0,01	0,10	0,30	10,0	30,0

* Чукотский край не относится к субъектам РФ с ИТТ согласно [1], внесен в список из-за отдаленного расположения и наличия перспективных и прогнозируемых ресурсов

Перечисленные в таблице 1 территории потребуют вовлечения дополнительных источников энергии для обеспечения тепловой и электрической энергией систем поиска и разведки, добычи, подготовки, хранения, транспортировки и переработки углеводородов. Использование энергии из централизованных источников потребует больших капиталовложений, строительство в суровых условиях повлечет вложение дополнительных средств на обеспечение безопасности объектов энергоснабжения, рост тарифов на единицу энергии повлечет увеличение затрат на обслуживание [4].

Распространенные в данный момент автономные энергоустановки в основном работают на мазуте, угле и дизеле, что оказывает негативное влияние на природные экосистемы региона [5]. КПД котлов, работающих на мазуте и угле, из-за устаревания не превышает 80%, а эффективность дизель-генераторов, чаще всего используемых на объектах нефтегазового комплекса, редко может достичь 50%.

Применение неэффективных установок приводит к увеличению расходов денежных средств и природных ресурсов. Аналитический центр при Правительстве оценивает компенсацию выпадающих доходов в ИТТ на электроэнергию ~ 20 млрд руб., при этом в структуре компенсаций крупнейших регионов она составляет 30-40% от общей суммы компенсаций генерирующим компаниям [1]. Вышеприведенные факты доказывают неэффективность и капиталозатратность применения существующих технологий децентрализованного энергоснабжения.

Применение в системе энергоснабжения автономных установок, работающих на твердом биотопиве, позволит нефтегазовым компаниям снизить негативное влияние на природные экосистемы и сократить вложения на строительство и эксплуатацию энергетических систем нефтегазовых комплексов. Пеллеты – единственно экономически выгодный пример зеленой энергетики, который может существовать без дотаций даже в условиях России, где стоимость энергии для конечного потребителя является одной из самых низких в мире в настоящее время [6].

Сравнительная характеристика видов топлива приведена в таблице 2. Теплота сгорания древесных пеллет равна средней теплоте сгорания каменного угля, содержание серы и её соединений в выделяемый меньше, чем у дизельного топлива.

Таблица 2. Сравнительные характеристики видов топлива

Вид топлива	Теплота сгорания, МДж/кг	% серы	% золы	Углекислый газ, кг/ГДж
Каменный уголь	15-29	1-3	10-35	60
Двигательное топливо	42,5	0,2	1	78
Мазут	42	1,2	1,5	78
Древесные пеллеты	17,5	0,1	1	0

Согласно статистике от ВР [7] (Рис. 1), доля возобновляемых источников энергии в структуре производства энергии в период с 1980 по 2019 вырос на 5%, в основном, благодаря развитию солнечной и ветровой энергетики. Доля био-

энергетики в электрогенерации в 2020 году составил 9% с долей твердой биомассы в сырьевой базе 69% [8]. В теплогенерации биоэнергетик занимает лидирующие позиции с долей 96% (сырьевая база на 52% состоит из твердой биомассы). В 2020 году на было выработано:

- 2,3 ЭДж энергии на когенерационных установках;
- 3,9 ЭДж электроэнергии на электростанциях;
- 0,3 ЭДж тепловой энергии в котельных.

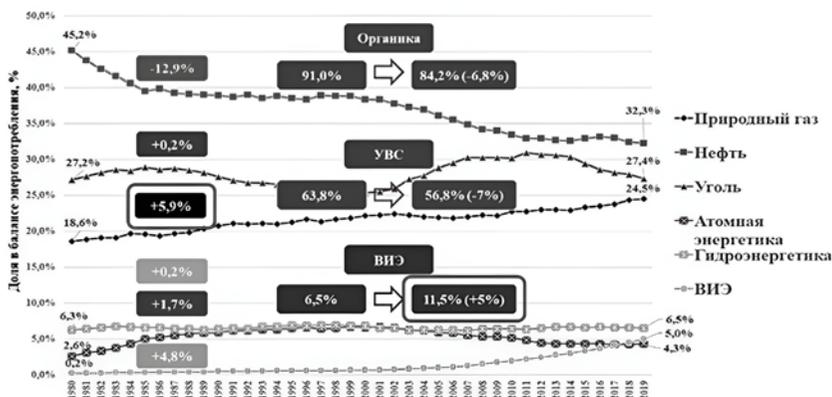


Рис. 1. Динамика структуры производства энергии, 1980-2019

Доля отходов от деревоперерабатывающей промышленности, которую можно использовать для изготовления пеллет, может достигать до 82% [9]. Согласно [10] энергетический потенциал пеллет из древесных отходов в России достигает 25,6 млн т нефтяного эквивалента, что сопоставимо с годовой добычей ПАО «Газнефть».

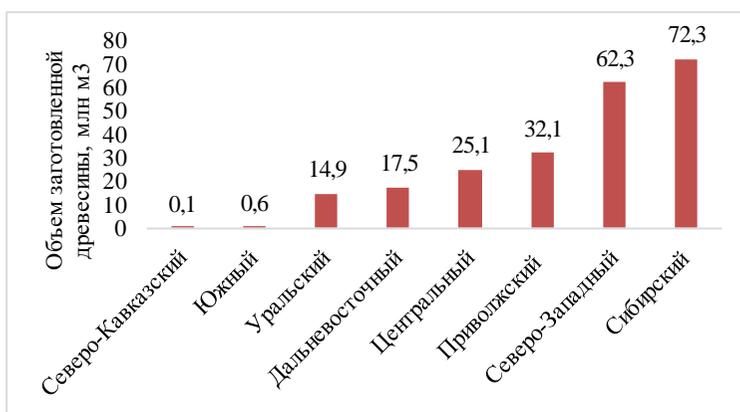


Рис. 2. Объем заготовки леса-кругляка по федеральным округам России, 2021 г., млн м³

Расчет энергетического потенциала древесных пеллет произведен по федеральным округам России, имеющим на площади ИТТ, по методике [10]. Данные по производству древесины по ФО России за 2021 год представлены на рисунке 2 [11].

Лидирующие позиции занимают Сибирский и Северо-Западный ФО. Средний показатель ежегодного роста объема заготовки древесины в период с 2009 по 2022 года в Сибирском ФО составляет 1,6%, в Северо-Западном ФО – 1,3%. С отставанием в 0,4% растет заготовка древесины в Дальневосточном ФО. Результаты расчета потенциала пеллетной энергетики по ФО с ИТТ сведены в табл.3.

Таблица 3. Оценка потенциала пеллетной энергетики из отходов деревопереработки в России, 2021 г.

Название ФО	Кол-во отходов, млн м ³		Кол-во отходов, млн т		Осушенные отходы, млн т			Потенциал, млн т н. э.
	мин	макс	мин	макс	мин	макс	сред	
Северо-Западный	28,6	51,1	26,5	47,2	17,7	31,5	24,6	12,9
Приволжский	14,8	25,3	13,7	24,4	9,1	16,2	12,7	6,7
Уральский	6,8	12,2	6,3	11,3	4,2	7,5	5,9	3,1
Сибирский	33,3	59,3	30,8	54,9	2,5	36,6	28,5	15,0
Дальневосточный	8,1	14,4	7,	13,3	5,0	8,8	6,9	3,6

Из таблицы следует, что потенциал пеллетной энергетики Северо-Западного и Сибирского ФО превышают суммарный энергетический потенциал оставшихся ФО с труднодоступными территориями и в сумме составляют 60% от общего энергетического потенциала древесных пеллет.

Однако, стоит отметить, что расчет потенциала пеллетной энергетики основывается на количестве отходов от деревоперерабатывающей промышленности, и зависит от уровня развития лесного промышленности на рассматриваемой территории. Дальневосточный ФО при использовании всего потенциала эксплуатационных земель лесного фонда может выйти в лидеры по лесной промышленности, что создаст ресурсную базу для пеллетной энергетики данного региона (Рис. 3).

Техническая база для внедрения автономной системы энергоснабжения на основе древесных пеллет не уступает зарубежным аналогам [10]. Пеллетные котлы подходят для отопления и горячего водоснабжения вахтовых поселков и городков, административных зданий и заводоуправлений, систем подготовки технологической воды и обогрева отдельных помещений. Пример обустройства промышленной котельной представлен на рис. 4.

Область применения пеллетных котлов ограничен тем, что их нельзя использовать для генерации электроэнергии без применения дополнительных установок. В связи с этим для выработки электроэнергии из древесных отходов в составе когенерационной установки могут применяться классические паровые турбины, мелкосерийные или единичные поршневые паровые минимашинны, двигатели Стирлинга, ORC-модули.

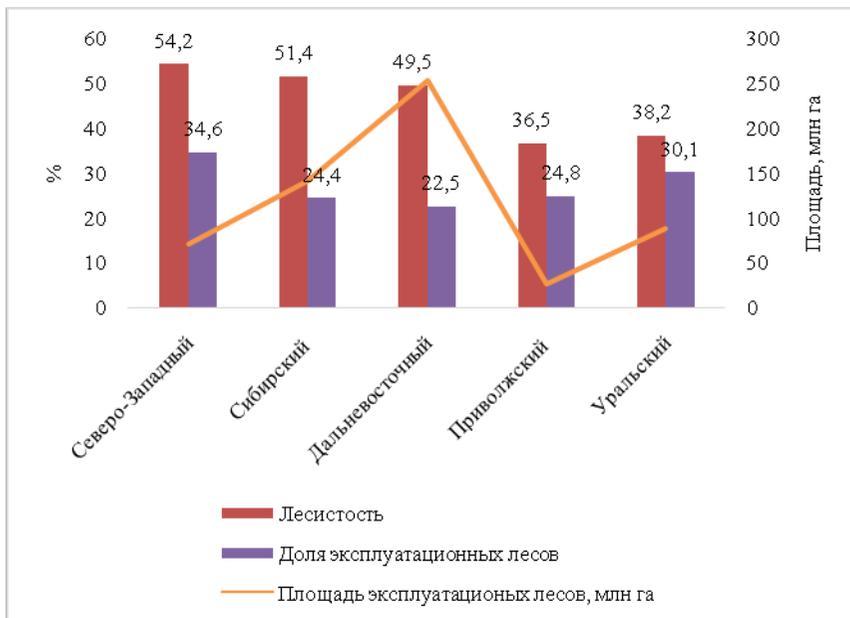


Рис. 3. Лесистость территории ФО с ИТТ и доля эксплуатационных лесов

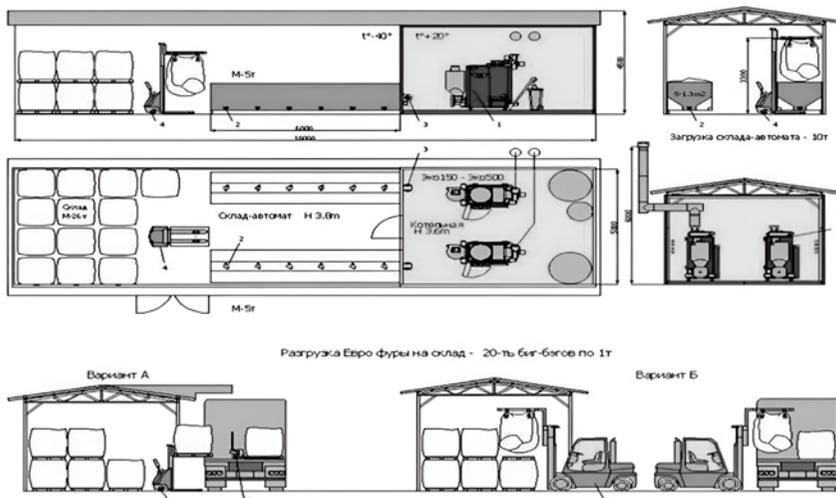


Рис. 4. Промышленная котельная. Модульная котельная мощностью 300-1000 кВт (где 1 – котел; 2 – приемное устройство; 3 – переключатель; 4 – самоходный штабелер; 5 – рохля; 6 – вилчатый погрузчик)

Например, компания Steps Ahead Energiesysteme GmbH разработала электростанцию на биомассе с тепловой мощностью больше 1МВт, на котором применяется технология конденсации дымовых газов в сочетании с абсорбционными тепловыми насосами. В компании Polytechnik Luft- und Feuerungstechnik GmbH разработали установку, которая использует газогенератор и модуль ORC для разработки электроэнергии; тепловая мощность газогенератора 800 кВт, а электрическая мощность модуля ORC 120 кВт [12].

Выработка электрической и тепловой энергии на мини-ТЭЦ «Белый Ручей» производится по схеме, включающей в себя два паровых котла с кипящим слоем типа Е-25-3,9-440 («ИНЭКО-БЭМ», Москва-Белгород), предназначенных для сжигания разнообразных древесных отходов, и одну паровую турбину типа П-6-35/0,5-1 («КТЗ», Калуга). Установленная электрическая мощность станции достигает 6 МВт, тепловая мощность 26 Гкал/ч [13].

На территории Института проблем химической физики РАН был собран первый опытно-конструкторский образец газификатора небольшой мощности для отработки технологии, в котором были опробованы различные виды топлива. Затем был запущен первый опытно-промышленный образец газификатора производительностью до 20 тыс. тонн в год в Рузском районе Московской области. Горелочное устройство имеет тепловую мощность до 9 МВт, которая зависит от калорийности топлива [14].

Когенерационная установка номинальной мощностью 200 кВт разрабатывается компанией Дизель-Систем. В состав установки входит газификатор и газопоршневый двигатель. Электрическая мощность установки 200 кВт, тепловая – 250 кВт. Общий КПД оборудования достигает 89% [15].

Применение мини-ТЭЦ на пеллетном топливе вместо традиционных автономных установок на объектах нефтегазового комплекса, нуждающихся как в электро-, так и в теплоснабжении, имеет экономические, экологические и технологические преимущества: улучшение экологической ситуации в регионе за счет уменьшения выбросов в атмосферу; уменьшение себестоимости единицы энергии, полученной на генерационных установках; экономия товарных углеводородов.

Включение нефтегазовыми компаниями пеллетного энергоснабжения в энергетический баланс промышленных объектов способствует реализации Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года [16], и окажет влияние на развитие лесной промышленности согласно [17].

Литература

1. Объекты генерации в изолированных и труднодоступных территориях в России: Аналитический доклад // Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. – Москва, 2020. – 78 с.
2. Программа развития Единой энергетической системы России на 2022-2028 год, утв. Минэнерго РФ от 28 февраля 2022 года №146
3. О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2020 году: Государственный доклад // Министерство природных ресурсов и экологии РФ, Роснедра. – Москва, 2021. – 572 с.

4. Бабичева Л.К., Карасевич В.А. Оценка экономической эффективности применения автономных ВИЭ-установок для энергоснабжения объектов магистральных трубопроводов // Нефтегазовая вертикаль. – 2022. №1 – С. 94-102
5. Майсюк Е. П., Иванова И. Ю. Экологическая оценка использования разных видов топлива для производства энергии в арктических районах Дальнего Востока // Арктика: экология и экономика. – 2020. – № 1 (37). – С. 26 – 36.
6. Внутренний рынок древесных топливных гранул: антикризисные решения и новые потребители. [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://www.infobio.ru/sites/default/files/russkiy_pelletnyy_soyuz_biotoplivnyy_kongress_13.09.2022.pdf
7. BP Statistical Review of World Energy. 2022. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-statsreview-2022-full-report.pdf>
8. World Bioenergy Association global bioenergy statistics, 2022 [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.worldbioenergy.org/global-bioenergy-statistics/>
9. Аким Э.Л. Твердое биотопливо и низкоуглеродная экономика – в России и мире // Сборник материалов Конгресса и выставки «Биомасса: топливо и энергия». – 2023.
10. Камаев Р.А., Бессель В.В., Шаров О.М. Оценка потенциала pelletной энергетики // Энергетическая политика. – 2023. – №1(179) – С. 82-93.
11. ЕМИСС Государственная статистика. Объем заготовленной древесины [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://fedstat.ru/indicator/37848> (Дата обращения: 10 октября 2023 года)
12. Передерий С. Электроэнергия из древесной биомассы – тренд европейской малой энергетики // ЛесПромИнформ. – 2023 - №2(172) – С. 92-96.
13. Tadviser – Государство. Бизнес. Технологии. На "Мини-ТЭЦ Белый ручей ТГК-2" внедрена система управления шнеками подвижного дна котла [Электронный ресурс] – Режим доступа: [https://www.tadviser.ru/index.php/Проект:Мини-ТЭЦ_Белый_ручей_ТГК-2_\(ПТК_КРУГ-2000\)](https://www.tadviser.ru/index.php/Проект:Мини-ТЭЦ_Белый_ручей_ТГК-2_(ПТК_КРУГ-2000)).
14. Газификаторы твердых топлив [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://maenerg.ru/gasifiers.html> (Дата обращения: 29 сентября 2023 года).
15. Дизель-систем. Газопоршневая электростанция 200кВт [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.d-system.ru/gaz/ag/4/> (Дата обращения: 29 сентября 2023 года).
16. Распоряжение Правительства РФ от 29.10.2021 N 3052-р Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://static.government.ru/media/files/ADKkCzp3fWO32e2yA0BhtIpyzWfHaiUa.pdf> (Дата обращения: 12 сентября 2023 года).
17. Распоряжение Правительства РФ от 20.09.2018 N 1989-р Стратегия развития лесного комплекса Российской Федерации до 2030 года [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://static.government.ru/media/files/cA4eYSe0MObgNpm5hSavTdIxID77KCTL.pdf> (Дата обращения: 12 сентября 2023 года).

ИНТЕГРИРОВАННЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ: ОЦЕНКА
ПЕРСПЕКТИВ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ЮЖНОЙ
ЯКУТИИ ДЛЯ ЭКСПОРТА В СЕВЕРНЫЙ КИТАЙ

БУШУЕВ В.В., ЗАЙЧЕНКО В.М., МОРГУНОВА М.О.

Введение

Современное развитие энергетических систем требует стратегического подхода к удовлетворению растущего спроса на электроэнергию, а также поиска экологически устойчивых и эффективных источников энергии [1]. В этом контексте, гидроэнергетика остается одним из ключевых направлений, способствующих обеспечению стабильного и надежного электроснабжения [2].

Южно-Якутский гидроэнергетический комплекс (ЮЯГЭК) представляет собой амбициозный проект, охватывающий несколько рек региона и направленный на создание мощных гидроэлектростанций. Этот комплекс обладает потенциалом стать ключевым источником энергии не только для региона, но и для экспорта в соседние страны, в частности, в Северный Китай [3].

В настоящей статье мы проведем анализ перспектив развития ЮЯГЭК и его потенциального влияния на энергетическую систему Северного Китая. Мы рассмотрим технические и экономические аспекты экспорта электроэнергии из Южной Якутии в Китай, а также сравним различные варианты покрытия полупиковой нагрузки в Северной энергосистеме Китая с использованием мощностей ЮЯГЭК. Наш анализ позволит оценить эффективность и устойчивость такого сотрудничества в сфере энергетики между двумя регионами.

Перспективы развития Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса

ЮЯГЭК представляет собой крупнейший проект по строительству гидроэлектростанций на реках Учур, Тимптон, Алдан и Олекма. По данным Министерства энергетики РФ, ЮЯГЭК может обеспечить энергией не только Якутию, но и соседние регионы, а также экспортировать электричество в Китай и Монголию [4]. В настоящее время ведутся работы по строительству двух первых каскадов ЮЯГЭК: Средне-Учурского и Иджекского. Средне-Учурская ГЭС с Учурской буферной ГЭС будет иметь установленную мощность 3000 МВт и среднегодовую выработку 14,5 ТВт·ч. Иджекская ГЭС с Нижне-Тимптонской буферной ГЭС будет иметь установленную мощность 2000 МВт и среднегодовую выработку 9 ТВт·ч. Планируется, что эти каскады будут запущены в эксплуатацию к 2025 году.

После 2025 года планируется строительство еще трех каскадов: Верхне-Алданского, Алданского и Олекминского. Эти каскады увеличат установленную мощность ЮЯГЭК до 8300 МВт и среднегодовую выработку до 38,8 ТВт·ч. Буферные ГЭС на реках Учур, Тимптон и Алдан будут регулировать режим работы основных ГЭС и снижать воздействие на окружающую среду. ЮЯГЭК является одним из приоритетных проектов в области устойчивого развития России, так как он способствует повышению энергетической безопасности, развитию социально-экономической инфраструктуры и сотрудничеству с другими странами.

Часть электроэнергии, производимой ЮЯГЭК, будет служить делу хозяйственного освоения зоны БАМа, а другая часть может передаваться в Китай.

Особенности развития электроэнергетики Китая

Китай богат запасами минерального сырья и энергоресурсов, особенно угля и гидроресурсов, которые распределены очень неравномерно по территории Китая (рис.1). К 2020 году в Китае выработка электроэнергии увеличилась почти в 10 раз по сравнению с 1990 годом [5].

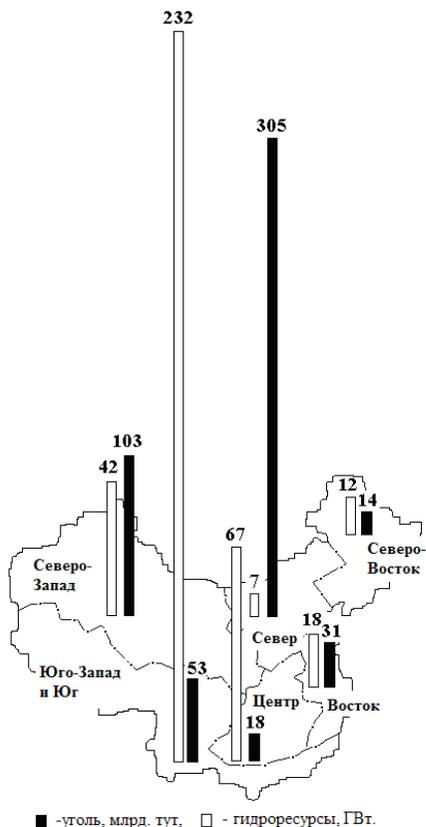


Рис. 1. Распределение запасов энергоресурсов по территории Китая [5].

Несмотря на быстрое развитие электроэнергетики Китая, темпы ее роста отстают от темпов роста экономики. Даже при наличии богатых природных запасов энергоресурсов и быстром наращивании энергетических мощностей электроэнергии не хватает во многих частях страны.

Шесть региональных энергосистем (Северо-Восточная, Северная, Восточная, Центральная, Северо-Западная и Южная) обеспечивают основную часть

электроснабжения Китая (рис.2). Формирование Единой системы Китая осуществляется на базе линий напряжением 500 кВ переменного тока и ± 500 кВ постоянного тока, а после 2010 года используются следующие классы напряжения 1000 кВ переменного тока и ± 800 кВ постоянного тока.

Северо-Восточная и Северная энергосистемы Китая, наиболее близко расположенные к ОЭС Востока, являются крупными и динамично развивающимися системами [6]. Установленные мощности Северо-Восточной и Северной энергосистем, составлявшие в 1990 году для каждой из них примерно 20 ГВт, достигли в 2003 году соответственно 37,7 ГВт и 87,4 ГВт.

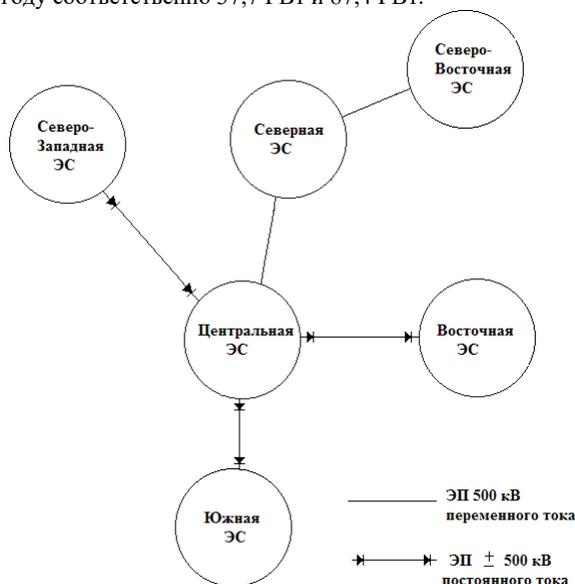


Рис. 2. Структурная схема Единой Энергосистемы Китая [6].

Как Северо-Восточная, так и Северная энергосистема являются дефицитными по мощности и электроэнергии. Существует и другая проблема, связанная с недостаточной долей ГЭС в этих энергосистемах, что создает трудности в покрытии пиковой и полупиковой зон графика нагрузки. Установленная мощность ГЭС в Северо-Восточной энергосистеме Китая на современном этапе составляет порядка 5,8 ГВт и не превышает 15% от полной установленной мощности этой системы. В то же время доля ГЭС в среднем по Китаю составляет 25%. При этом возможности по сооружению новых ГЭС в этом регионе практически отсутствуют, так что в перспективе доля ГЭС в Северо-Восточной энергосистеме будет продолжать снижаться. Еще острее в этом отношении положение в Северной энергосистеме, в которой доля ГЭС не превышает 4%. Одним из путей, намечаемых в этих энергосистемах по решению проблемы покрытия пиковой и полупиковой зон графика нагрузки (2000–4000 часов) является сооружение комплексов из АЭС и ГАЭС.

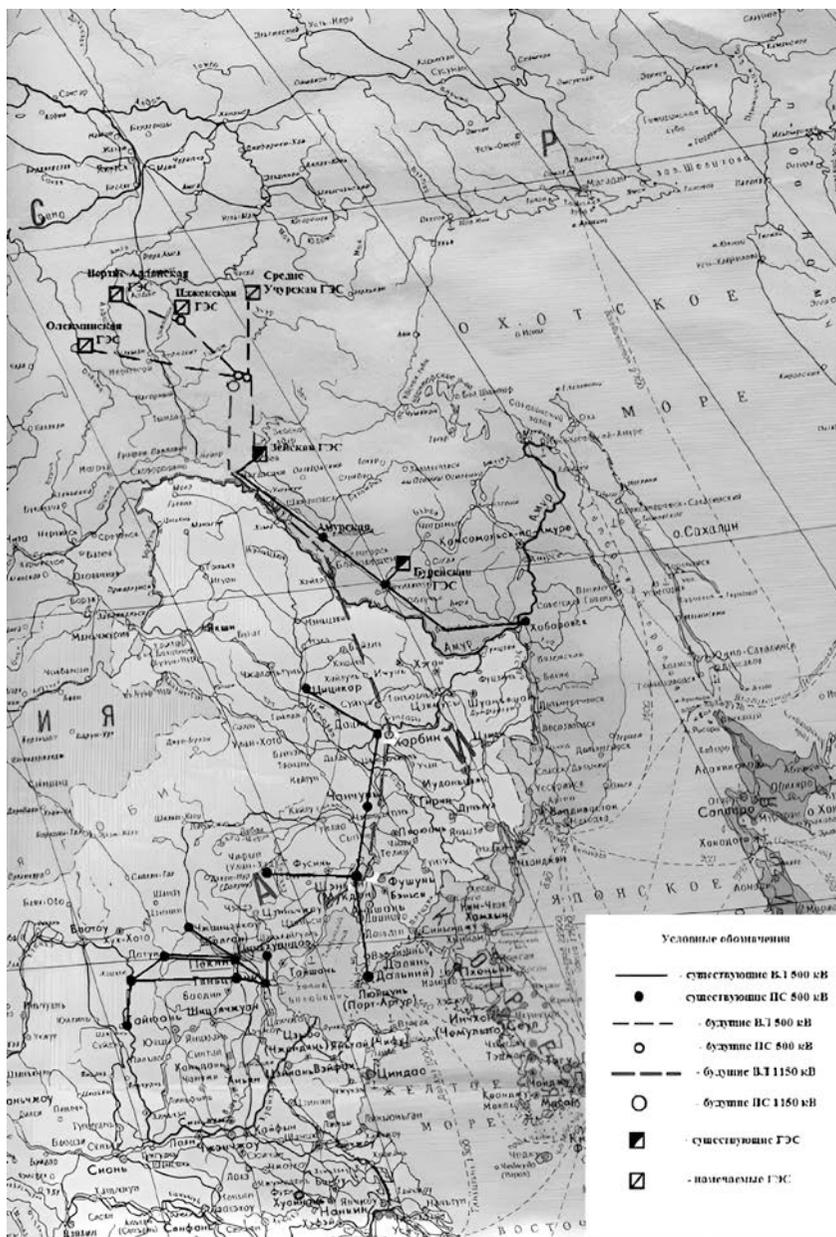


Рис. 3. Электрическая связь ЮГЭК – Северная энергосистема Китая

Оценка технико-экономических показателей экспортной электропередачи ЮЯГЭК – Северный Китай

Из вышеприведенного следует, что существует благоприятная долговременная ситуация для экспорта электроэнергии в Китай [7]. В ОЭС Востока имеются все предпосылки для создания экспортного потенциала, соизмеримого с дефицитом мощностей ГЭС в Северо-Восточной и Северной энергосистемах Китая. Предварительно можно наметить вариант электрической связи мощностью 6000 МВт с числом часов ее использования 4000 часов, изображенный на рис.3. Протяженность связи составляет порядка 2500 км.

Для передачи намеченной мощности сопоставим варианты ППТ напряжением ± 800 кВ и ПЭП напряжением 1150 кВ [8]. На рис.4 намечены схемы ППТ и ПЭП. Основные технико-экономические показатели вариантов приведены в табл.1.

Таблица 1. Сопоставительный анализ надежности и технико-экономических показателей вариантов электрической связи ЮЯГЭК – Северный Китай при передаче 6000 МВт на расстояние 2500 км.

Показатели		Переменный ток- 1150 кВ	Постоянный ток ± 800 кВ
		Схема с резервной фазой	4-полюсная схема
Конструкция фазы (полюса), мм ²		8×330	4×450
КПД по энергии, %		86,6	87,0
Удельная стоимость ВЛ, тыс.\$/км		588	391
Стоимость, млн.\$	ВЛ	1470	978
	ПС	300	1500
	Всего	1770	2478
Приведенные затраты, млн.\$/год		404	582
Удельные приведенные затраты	цент/кВт.ч	2,0	2,8
	%	72	100

Оценка экономической эффективности различных путей покрытия полулиповой зоны графика нагрузки в Северной энергосистеме Китая

Оценка экономической эффективности привлечения мощностей вновь сооружаемых ГЭС ОЭС Востока для покрытия полулиповой зоны графика нагрузки проводится путем сравнения вариантов, показанных на рис.5. В первом варианте решение проблемы покрытия полулиповой зоны графика нагрузки в Северной энергосистеме Китая решается путем сооружения комплексов из АЭС и ГАЭС (рис.5,а).

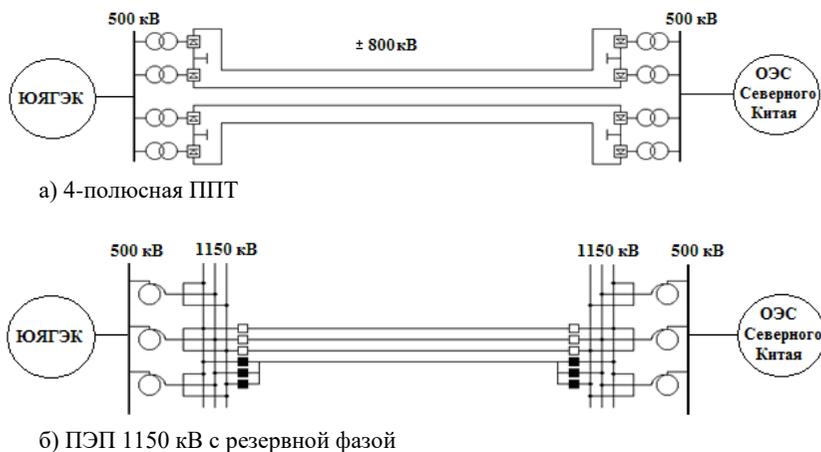


Рис. 4. Принципиальная схема экспортной электропередачи ЮЯГЭК – Северный Китай.

Во втором варианте решением указанной проблемы является привлечение мощностей ЮЯГЭК с помощью мощной электропередачи (рис.5,б). При этом принимается, что в обоих вариантах обеспечивается в приемном узле выдача одинаковой мощности и годовой электроэнергии.

При определении удельных затрат на производство электроэнергии на вновь вводимых электростанциях в Китае удельные капиталовложения на сооружение АЭС принимались 2000 US\$/кВт и ГАЭС – 1300 US\$/кВт.

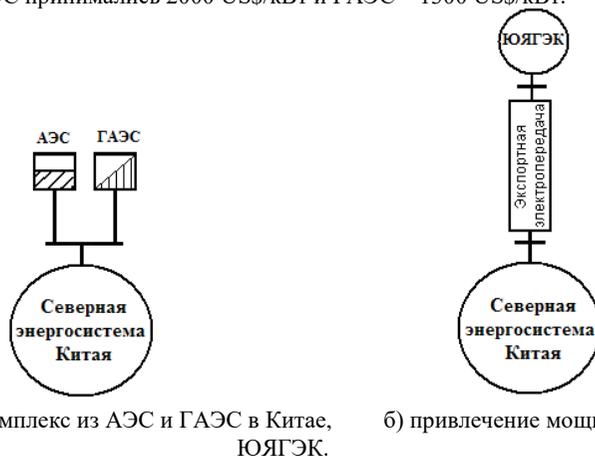


Рис. 5. Возможные варианты покрытия полупиковой зоны графика нагрузки в Северной энергосистеме Китая:

Таблица 2. Экономическое сопоставление перспективных вариантов покрытия полупиковой зоны графика нагрузки в Северной энергосистеме Китая

Возможные варианты покрытия полупиковой зоны графика нагрузки	Удельные приведенные затраты цент/кВт·ч		
	Производство электроэнергии	Транспорт электроэнергии	Всего
Производство электроэнергии в Северной энергосистеме Китая	14,2	-	14,2
Производство электроэнергии на вновь вводимых ГЭС ОЭС Востока	7,5	2,0	9,5

Для намечаемых ГЭС ЮЯГЭК удельные капиталовложения на их сооружение составляют порядка 1500 US\$/кВт. В табл.2 приведено экономическое сравнение намеченных вариантов покрытия полупиковой нагрузки в Северной энергосистеме Китая. Из данной таблицы следует, что решение проблемы покрытия полупиковой зоны графика нагрузки в Северной энергосистеме Китая путем привлечения мощностей ЮЯГЭК предпочтительнее сооружения комплексов из АЭС и ГАЭС в Китае.

Выводы

На основе проведенного исследования можно сделать следующие основные выводы:

- Южно-Якутский гидроэнергетический комплекс (ЮЯГЭК) представляет собой значимый ресурс для обеспечения энергетической потребности региона и возможности экспорта электроэнергии в Северный Китай. Его потенциал в создании мощных гидроэлектростанций и обеспечении стабильного производства электроэнергии несомненно.
- Экономический анализ показывает, что привлечение мощностей ЮЯГЭК для покрытия полупиковой нагрузки в Северной энергосистеме Китая более предпочтительно с точки зрения затрат, чем сооружение комплексов из атомных и гидроэлектростанций в Китае. Это может обеспечить более эффективное использование ресурсов и содействовать стабильности энергоснабжения в регионе.
- Оптимальная техническая схема для экспортной электропередачи ЮЯГЭК - Северный Китай может быть выбрана с учетом различных параметров, включая расстояние, потребность в мощности и надежность системы передачи.
- Сотрудничество между Южной Якутией и Северным Китаем в сфере энергетики представляет собой важную перспективу для обеспечения энергетической безопасности региона и создания экономически выгодных условий для обеих сторон.

В целом, данное исследование подчеркивает важность интеграции гидроэнергетики и электроэнергетических систем для обеспечения устойчивого развития и эффективного использования ресурсов в регионах с высоким энергопотреблением. Сотрудничество между Южной Якутией и Северным Китаем может стать ярким примером такой интеграции, способствуя устойчивому и экологически чистому энергетическому будущему.

Литература

1. Горшкова А.А., Бушуев В.В. Новая эпоха, новая система // Энергетическая политика. 2022. № 3(162). С. 2–3.
2. Бушуев В.В. Роль гидроэнергетики в формировании ресурсной базы и энергетической инфраструктуры Евразии 2013. С. 50–51.
3. Бушуев В.В., Громов А.И., Белогорьев А.М., Мастепанов А.М. Энергетика России: постстратегический взгляд на 50 лет вперед. Москва: Издательско-аналитический центр “Энергия,” 2016.
4. Глобальный инновационный индекс 2022 года [Электронный ресурс]. . 2022 URL: https://www.wipo.int/pressroom/ru/articles/2022/article_0011.html (дата обращения: 1.11.2023).
5. Бальжинов А.В., Ай В. Особенности топливно-энергетического сектора Китая // Социально-экономическое развитие России и Монголии: проблемы и перспективы. 2020. С. 37–40.
5. Зильберман С.М. О совместной работе ОЭС Сибири и Северной энергосистемы Китая // Электричество. 2008. № 11. С. 2–5.
6. Ваксова Е.И., Подковальников С.В., Соловьев Д.А., Тиматков В.В. Роль гидроэнергетических ресурсов России в перспективном развитии инфраструктурной сети и энергетических рынков Евразии // Энергетическая политика. 2016. № 6. С. 108–115.
7. Самородов Г.И., Красильникова Т.Г. Прогрессивные технологии передачи электроэнергии на переменном токе на дальние и сверхдальние расстояния // Энергетическая политика. 2013. № 5. С. 31–38.

ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

БЕРЁЗКИН М.Ю., ДЕГТЯРЕВ К.С., СИНЮГИН О.А.

Введение

Обзор территориальной организации проводится применительно к гидроэнергетике, ветровой и солнечной энергетике. Геотермальная электроэнергетика выводится за пределы рассмотрения в данной работе в силу небольших объёмов установленных мощностей и производства, а также узкой зоны использования – в настоящее время ГеоЭС работают только на Камчатке и Курильских островах, притом, что в России существует ряд территорий, перспективных для развития геотермальной энергетики [1, 2]. Биоэнергетика также не рассматривается в работе в силу своей специфики – в частности, её использования преимущественно для извлечения тепловой энергии. Выработка электроэнергии на основе биотоплива также пока не получила широкого распространения в России.

Цель работы – выявить закономерности развития и размещения возобновляемой энергетики на территории России. Актуальность связана с отсутствием на данный момент регулярных экономико-географических обзоров объекта исследования, притом, что энергетика на основе ВИЭ сложилась в России как отдельная отрасль, имеет свои особенности и отличается высоким динамизмом.

Производство оборудования для возобновляемой энергетики

Производство оборудования для возобновляемой энергетики в России имеет давнюю историю [3, 4; 5-6], однако с 1960-х гг. наблюдается замедление темпов развития, перешедшее в стагнацию в 1990-е и 2000-е годы. Как следствие, в России по ситуации на конец XX – начало XXI века практически отсутствовали современные серийные производства ветрогенераторов и солнечных модулей, в отличие от гидроэнергетического оборудования, где у отечественных предприятий сохранялись достаточно сильные позиции.

В 2009-2014 гг. была разработана нормативная база поддержки и развития возобновляемой энергетики, включавшая, в том числе, требования к локализации производства оборудования [7], что послужило стимулом к их созданию на территории России, преимущественно крупными российскими корпорациями в сотрудничестве с западными или китайскими партнёрами.

В частности, так появились производства башен для ветрогенераторов в Таганроге («Башни ВРС») (51% акций компании принадлежали испанской компании Windar Renovables, остальные акции – компаниям «Роснано» и ПАО «Северсталь»), производство лопастей ветрогенераторов в Ульяновске при сотрудничестве Роснано и Vestas (Дания), предприятие по производству солнечного кремния и сборке модулей в Подольске (ООО «Солар Системс»), учреждённой китайской компанией Amur Sirius Power Equipment, и ряд других.

После геополитического обострения в феврале 2022 года и введения санкций со стороны западных стран в отношении России [8, 9] ряд европейских компаний, работавших на российском рынке возобновляемой энергетики (Vestas, Fortum), объявили об уходе с российского рынка, а работа предприятий, работавших с их участием (в частности, заводы в Таганроге и Ульяновске), была остановлена. В настоящее время идёт восстановление и открытие новых производств силами, главным образом, российских компаний.

В производстве задействован ряд имеющихся предприятий металлургической, машиностроительной, электротехнической промышленности и других отраслей, обеспечивающий поставку материалов и комплектующих для возобновляемой энергетики. Производство налаживается в рамках вертикально и горизонтально интегрированных холдингов; один из примеров – группа компаний, включающая «Северсталь», «Силовые машины», «Калужский турбинный завод», «Красные котельщики».

В целом, производства оборудования и комплектующих для возобновляемой энергетики, концентрируются, главным образом, в старопромышленных зонах: Центральном, Северо-Западном, Волго-Вятском, Поволжском, Уральском экономических районах (табл. 1, рис. 1). В большей степени их размещение ориентировано на уже имеющуюся металлургическую и машиностроительную базу, сохранившуюся с советских времён, чем на районы наиболее активного строительства ветровых (ВЭС) и солнечных (СЭС) электростанций.

В свою очередь, построенный в Калининградской области в 2021-2024 гг. завод «ЭнКОР» по производству компонентов для СЭС – на данный момент, крупнейший в стране, первоначально был сориентирован на экспорт в западноевропейские страны и, вероятно, в настоящее время стоит задача переориентации его продукции на внутренний рынок.

Исключения составляют солнечно- и ветроэнергетические предприятия Юга России (в Краснодарском крае, Волгоградской и Ростовской областях), приближенные к наиболее крупным на данный момент зонам строительства ВЭС и СЭС. В случае с югом европейской части страны (Северо-Кавказский ЭР и южная часть Поволжского ЭР) можно говорить о начале формирования промышленно-энергетического кластера возобновляемой энергетики, или реального энергопроизводственного цикла [10, 11] с высокой возобновляемой электроэнергетической составляющей, включающего основную часть технологической цепочки от производства оборудования до поставки электроэнергии местным потребителям и в соседние регионы.

Таблица 1. Ведущие предприятия по производству оборудования для ВИЭ*

Предприятие	Специализация	Размещение производства
ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА		
ООО «РК Энерго-маш»	Энергетическое основное и вспомогательное тепломеханическое, электротехническое, емкостное оборудование.	Людиново, Калужская обл.
ООО «ВиндарСевер-сталь» («ООО Башни ВРС»)	Производство башен ветроэнергетических установок.	Таганрог, Ростовская обл.
АО «Новавинд» (Росатом)	Производство узлов и агрегатов ВЭС, строительство ВЭС	Волгодонск, Ростовская обл., Ульяновск
Vestas Manufacturing Rus, УКРоснано	Производство гондол для ветрогенераторов	г. Дзержинск Нижегородской обл.
АО «Силовые машины»	Производство ветрогенераторов большой мощности и комплектующих (планируется)	Алабуга, Татарстан
ООО НПК «АЛЬТЕРРА»	Производство ветрогенераторов малой и средней мощности.	Омск
RKraft	Ветрогенераторы малой и средней мощности	Москва
Ветер-сила, Ветрострой	Ветрогенераторы малой мощности	Сафоново, Смоленская обл.
Деалан Энерго	Ветрогенераторы малой мощности	Ижевск
НИЦ ВИНДЭК	Производство электрогенераторов для ВЭС и мини-ГЭС	Москва
ЗАО «Агрегат-Привод»	Ветрогенераторы и ВЭУ малой мощности	Москва
ЗАО «Технопривод»	Электрогенераторы для ВЭУ	Псков
СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА**		
Завод ХЕВЕЛ (Ренова и Роснано)	Солнечные батареи и модули, строительство СЭС	Новочебоксарск, Чувашия

Предприятие	Специализация	Размещение производства
Завод «ЭнКОР»	Кремниевые пластины, солнечные модули	Черняховск, Калининградская обл.
Солар Кремниевые технологии	Производство кремния, сборка солнечных модулей, строительство СЭС	Подольск Московской обл.
ХЕЛИОС-Ресурс	Кремниевые пластины	Саранск
ОАО НПП «Квант»	Изготовление солнечных батарей космического и наземного базирования	Москва
ЗАО «Телеком-СТВ»	Производство автономных солнечных модулей малой мощности	Зеленоград, Москва
РЗМКП	Производство автономных солнечных модулей малой мощности	Рязань
Сатурн	Выращивание кристаллов кремния, производство солнечных батарей	Краснодар
ООО «Витасвет»	Производство солнечных модулей	Москва
Термотрон	Системы наружного освещения на основе солнечной энергии	Брянск
ГИДРОЭНЕРГЕТИКА		
ПАО РусГидро	Строительство ГЭС	Москва (головной офис)
АО «Силовые машины»	Гидротурбины и другое оборудование для ГЭС	Санкт-Петербург
ООО «ПромГидроЭнергоМаш»	Гидромеханическое оборудование	Москва (головной офис)
Завод «Тяжмаш»	Гидротурбины, гидромеханическое оборудование	Сызрань (Самарская обл.)
НПО «Электромаш»	Оборудование для ГЭС, строительство МГЭС	Екатеринбург
Завод «Уралгидромаш»	Гидротурбины	Сысерть (Свердловская обл.), Екатеринбург
АО МНТО Инсэт	Гидротурбины, строительство МГЭС	Санкт-Петербург

* использованы материалы ресурсов rawi.ru, energybase.ru, <https://fabricators.ru>, <https://производитель.рф/>, <https://www.cdu.ru/>, <https://reda.ru/>, checko.ru, другие отраслевые ресурсы и сайты энергетических компаний, информация деловых СМИ.

** см. также [4].

Приведённая в таблице 1 и на рис.1 информация о предприятиях не является полной, что связано, с одной стороны, с динамично меняющейся ситуацией, с другой – с трудностями в сборе данных, отсутствием интегральной базы по

предприятиям, работающим в сфере возобновляемой электроэнергетики, проблемами с разделением существующих де-юре и фактически работающих предприятий, что заставляет пользоваться фрагментарной информацией из разных источников. Следует добавить, что во многих случаях производство оборудования и комплектующих для возобновляемой энергетики является не основным профилем предприятия, а дополнительным направлением развития – в том числе, имеющим на данный момент экспериментальный характер. Также вне зоны рассмотрения остались предприятия и научно-исследовательские организации, специализирующиеся на НИОКР (этот аспект отражён, в частности, в [12-14]) и мелкосерийном или единичном производстве оборудования.



Рис. 1. Размещение центров производства оборудования для возобновляемой электроэнергетики

Электростанции на основе ВИЭ и региональные особенности их размещения

Наиболее длительная история развития возобновляемой энергетики в России связана с гидроэлектростанциями, и в настоящее время на них приходится более 90% всех электроэнергетических мощностей, работающих на ВИЭ. Россия отличалась развитой гидроэнергетикой ещё в советский период. Если середины XX века большую роль играли малые ГЭС (мощностью до десятков МВт), обеспечивавшие потребности в электроэнергии в локальном масштабе – на уровне отдельных районов и населённых пунктов, которых к 1950-м гг. насчитывалось несколько тысяч [3], то далее была сделана ставка, главным образом, на крупные

гидроэлектростанции. В середине и второй половине XX века была построена основная часть Волжско-Камского каскада и крупнейшие ГЭС в Сибири и на Дальнем Востоке – Саяно-Шушенская, Красноярская, Братская, Усть-Илимская. При этом, число действующих малых ГЭС резко сократилось – до нескольких десятков, однако с начала XXI века наблюдается некоторая активизация их строительства.

По ситуации на конец 2023 года в России насчитывается около 200 действующих ГЭС общей мощностью около 50 000 МВт, из них 14 – мощностью 1 000 МВт и более (на Енисее, Ангаре, Волге, Каме, Зее, Бурее, Сулаке), на которые в совокупности приходится 38 500 МВт.

Из них с 2000 года было введено в эксплуатацию 40 ГЭС общей мощностью 8 000 МВт, из которых 5 000 МВт пришлось на 2 крупнейшие – Богучанскую (р. Ангара, Красноярский край) и Бурейскую (р. Бурей, Амурская область). При этом с 2000 года было построено 25 малых ГЭС (мощностью до 30 МВт) общей мощностью 140 МВт; ГЭС мощностью до 100 МВт с 2000 года было построено чуть больше 30, а их общая мощность составила около 600 МВт.

Можно выделить три основных ареала развития гидроэнергетики в России с начала XXI века (табл. 1, рис. 2):

1. Восточная Сибирь и Дальний Восток – с наибольшими установленными мощностями, представленными крупными электростанциями – от сотен МВт до ГВт;
2. Северный Кавказ – с наибольшим количеством ГЭС, преимущественно малых и средних – от первых МВт до десятков, в отдельных случаях – сотен МВт;
3. Северо-запад – существенно меньшего размера, представленный малыми ГЭС, построенными и строящимися в Карелии.

Эти регионы можно рассматривать и как наиболее перспективные для дальнейшего развития гидроэнергетики; имеющиеся планы строительства ГЭС также привязаны, в основном, к данным территориям.

Ситуация с солнечными и ветровыми станциями принципиально иная. На середину 2010 гг. общая мощность СЭС и ВЭС в России измерялась десятками МВт; исключение составляла Республика Крым, где основные солнечные и ветровые мощности – несколько сотен МВт в совокупности, были построены до 2014 года.

Примерно с 2017-2018 гг. темпы строительства СЭС и ВЭС увеличиваются, а их суммарная установленная мощность увеличивается практически с нуля до величины более 4 ГВт к концу 2023 года (табл.1). Строительство идёт с использованием, большей частью, российского оборудования, произведённого в России, и под управлением крупных российских корпораций, таких, как РусГидро, Росатом (ветроэнергетическое подразделение НоваВинд), Ренова (завод «Хелвел»).

В отличие от гидроэнергетики, где Россия занимает одно из ведущих мест в мире, установленные мощности в ветровой и солнечной энергетике – 2,5 ГВт ВЭС и 1,8 ГВт СЭС, остаётся на порядок ниже, чем в ведущих странах; для сравнения, установленная мощность ВЭС и СЭС в 2022 году составила соответственно: в Китае - 366 и 393 ГВт, в США – 141 и 113 ГВт, в Японии – 5 и 79 ГВт, в Германии – 66 и 67 ГВт, в Канаде – 15 и 4 ГВт [15]. В мировой структуре уста-

новленных мощностей ВЭС на Россию приходится менее 0,3%, СЭС – менее 0,2%.

Основной ареал строительства ВЭС – юг Европейской части России (табл. 2, рис. 2), его степная и предгорная зона, ареал, ограниченный средним и нижним течением Волги с востока, нижним Доном и Азовским морем с запада и Кавказом с юга. Там сосредоточено на данный момент более 90% всех ветроэнергетических мощностей. Исключение составляют Мурманская область, где в 2023 году введена в эксплуатацию ВЭС мощностью 200 МВт, и Калининградская область, где функционирует ВЭС мощностью 5 МВт. В целом, северо-западный регион, прилегающий к Балтийскому и Баренцеву морям и обладающий благоприятным ветровым режимом [16], можно также рассматривать как имеющий ресурсные предпосылки для развития ветроэнергетики. Также отдельные ВЭС небольшой мощности работают в настоящее время на Дальнем Востоке – значительный ветроэнергетический потенциал данного региона остаётся неиспользованным.

Таблица 2. Установленные мощности электростанций на ВИЭ по регионам России, конец 2023 г.*

Регионы	Мощности, МВт	Станции
Гидроэлектростанции		
<i>Северо-западный регион</i>		
Карелия	55	Белопорожская, Ляскеля
<i>Северный Кавказ</i>		
Дагестан	564	Ирганайская, Гочатлинская, Гельбахская, Гунибская, Магинская, Амсарская
Северная Осетия	363	Зарамагская ГЭС-1, Головная, Фаснальская
Карачаево-Черкесия	359	Зеленчукская, Красногорские, Усть-Джегутинская, Большой Зеленчук, Новокарачаевская, Учкуланская
Кабардино-Балкария	169	Кашхатау, Аушигерская, Зарагижская, Верхнебалкарская, МГЭС-3
Ставропольский край	26	Егорлыкская-2, Просьянская, Барсучковская
Краснодарский край	2	М. Краснополянская
Чечня	1	Кокадой
<i>Восточная Сибирь и Дальний Восток</i>		
Красноярский край	2 997	Богучанская
Амурская обл.	2 330	Бурейская, Нижне-Бурейская
Магаданская обл.	570	Усть-Среднеканская
Якутия	278	Светлинская
Камчатский край	43	Толмачёвская-2, Толмачёвская-3
Сахалинская обл.	1	МГЭС-1
<i>Другие регионы (Южный Урал, Волго-Вятский район и Среднее Поволжье)</i>		

Регионы	Мощности, МВт	Станции
Башкортостан	45	Юмагузинская
Кировская обл.	1	Белохолуницкая
Ульяновская обл.	1	Ульяновская МГЭС-1
Томская	1	Томская мини-ГЭС-1
ВСЕГО ГЭС	7 806	
Ветроэлектростанции		
<i>Северо-западный регион</i>		
Мурманская область	202	Кольская
Калининградская область	5	Ушаковская
<i>Юг России, Нижнее и Среднее Поволжье, южный Урал</i>		
Ставропольский край	670	Кочубеевская, Кузьминская, Бондаревская, Берестовская, Кармалиновская, Медвеженская
Ростовская обл.	610	Марченковская, Сулинская, Казачья, Каменская, Гуковская, Азовская
Астраханская обл.	339	Холмская, Излучная, Манланская, Старицкая, Чернаярская
Калмыкия	200	Целинская, Салынская
Адыгея	150	Адыгейская
Волгоградская обл.	88	Котовская
Крым	86	Останинская, Сакская, Тарханкутская, Пресноводненская, Донузлавская, Сакская, Восточно-Крымская
Ульяновская обл.	85	Ульяновские ВЭС-1 и ВЭС-2
Оренбургская обл.	3	Тамар-Уткуль
Башкортостан	2	Тюпкильды
<i>Дальний Восток</i>		
Камчатский край	4	ВЭС п. Октябрьский, ВЭС п. Усть-Камчатск
Чукотка	3	Анадырская
Якутия	1	ВЭС п. Тикси
ВСЕГО ВЭС	2 448	
Солнечные электростанции		
<i>Юг России, Нижнее Поволжье и Южный Урал</i>		
Оренбургская обл.	370	Сорочинская, Новосергиевская (Нептун), Орская, Чкаловская, Соль-Илецкая, Елшанская, Домбаровская, Грачёвская, Григорьевская, Плешановская, Переволоцкая, Светлинская

Регионы	Мощности, МВт	Станции
Астраханская обл.	210	Фунтовская, Ахтубинская, Лиманская, Ни- ва, "Промстройматериалы", Заводская,
Крым	297	Перово, Охотниково, Николаевка, Митяево, Родниковое
Калмыкия	164	Аршанская, Яшкульская, Малодербетовская,
Ставропольский край	100	Старомарьевская
Башкортостан	79	Бурибаевская, Бугульчанская, Бурзянская, Исянгуловская, Стерлибашевская
Самарская обл.	75	Самарская
Волгоградская обл.	70	Волгоградская
Саратовская обл.	70	Дергачёвская, Орлов-Гайская, Новоузен- ская, Пугачёвская
Дагестан	16	Южно-Сухокумская, Каспийское
Адыгея	9	Шовгеновская
Чечня	5	Наурская
<i>Юг Сибири и Дальнего Востока</i>		
Бурятия	150	Торейская, БВС, Кабанская, Тарбагатай, Хоринская, Бичурская, Окино-Ключи, Гу- синоозёрская
Республика Алтай	120	Усть-Коксинская, Ининская, Майминская, Кош-Агачская, Чемальская, Усть-Канская, Онгудайская
Омская область	60	Нововаршавская, Русско-Полянская
Забайкальский край	30	Балей, Орловский ГОК
Хакасия	5	Абаканская
Хабаровский край	1	СЭС на месторождении "Светлое"
Амурская область	1	СЭС на Нижне-Бурейской ГЭС
Якутия	1	Малые автономные СЭС в более, чем 10 на- селённых пунктах
ВСЕГО СЭС	1 833	

* Использованы материалы ресурсов energybase.ru, hydropower.ru, rushydro.ru/, <https://novawind.ru/>, rawi.ru.

В отличие от гидро- и ветроэнергетики, солнечная энергетика имеет в большей степени линейную территориальную конфигурацию, представляя собой в настоящее время пояс в южной части страны от Крыма до Забайкалья. Хотя на данный момент на Европейскую части страны и Северный Кавказ приходится 80% всех установленных мощностей СЭС, существует перспектива дальнейшего роста солнечной энергетики на счёт юга Сибири и Дальнего Востока, обладающих максимальным ресурсным потенциалом [16, 17].

Отдельно следует отметить малые автономные солнечные и солнечно-дизельные станции в населённых пунктах Якутии. Общая мощность установленных солнечных модулей там составляет 1-2 МВт, и существует потенциал дальнейшего расширения сети автономных СЭС во внутриконтинентальных районах Центральной и Восточной Сибири и Дальнего Востока.

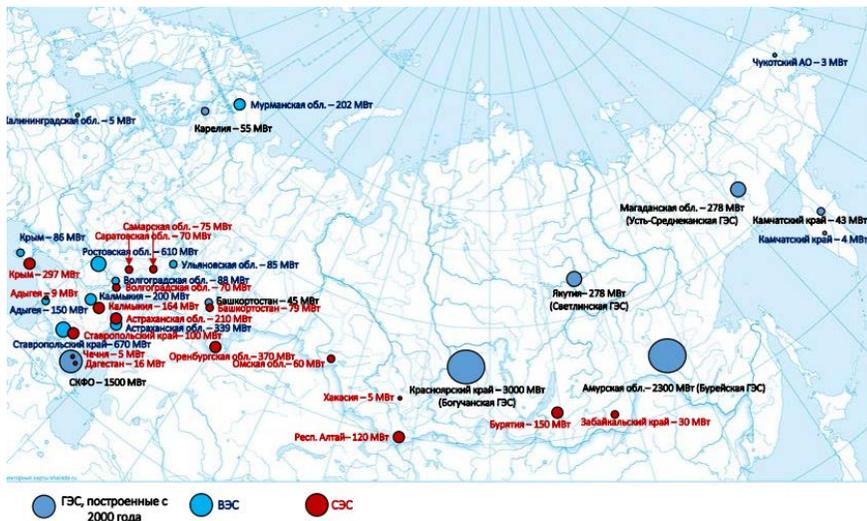


Рис.2. Установленные мощности ГЭС (введённых в эксплуатацию с 2000 г.), ВЭС и СЭС по регионам России, IV квартал 2023 г.

В целом, размещение электростанций, работающих на основе ВИЭ, привязано к территориям с высоким природно-ресурсным потенциалом соответствующего источника энергии и в целом соответствует схеме районирования территории России с точки зрения предпосылок развития возобновляемой энергетики, представленной ранее в [8]. В отличие от Западной Европы, где уровень экономического развития страны выявляется в качестве одного из стимулирующих факторов строительства солнечных и ветровых электростанций [18], в России на региональном уровне это не просматривается. Более того, Южный и Северо-Кавказский федеральные округа, на которые приходится основная часть построенных к настоящему времени СЭС и ВЭС и существенная часть ГЭС, отличаются существенно меньшими значениями душевого ВРП относительно среднего по России показателя: 305 тыс. руб. в СКФО и 588 тыс. руб. в ЮФО при 959 тыс. руб. для России в среднем (данные за 2022 год на основе [19]). Скорее, возведение генерирующих мощностей на основе ВИЭ в данных регионах можно рассматривать как один из возможных стимулов общего экономического роста.

Также следует добавить, что за пределами рассмотрения находятся уже довольно многочисленные на данный момент автономные солнечно- и ветроэнергетические установки малой мощности (как импортные, так и отечественного

производства), в том числе, обеспечивающие электроэнергией отдельные домохозяйства. Их общая мощность может представлять существенную величину, но сбор информации в данном случае также затруднён.

Выводы

В настоящее время строительство ветровых и солнечных электростанций в России находится в начальной стадии и носит преимущественно очаговый характер.

Центры нового строительства ГЭС – главным образом, Дальний Восток и Северный Кавказ; ВЭС – юг Европейской части России; СЭС – южный пояс России от Крыма до Забайкалья и Амурской области.

В наибольшей степени освоены территории юга Европейской части России, где, наряду с электростанциями, присутствуют и предприятия по производству оборудования для ветровой и солнечной энергетики и можно говорить о начальной стадии формирования производственного кластера возобновляемой энергетики с элементами вертикальной интеграции.

В то же время, потенциал солнечной, ветровой и малой гидроэнергетики остаётся неосвоенным даже на данной территории; в ряде субъектов южного региона СЭС и ВЭС на данный момент отсутствуют, хотя существуют планы их строительства. В последние несколько лет обозначилась территориальная экспансия в регионы к востоку от Урала. Актуальными задачами являются создание и развитие производственной базы в зонах строительства электростанций, более полное освоение потенциала юга Европейской части России и более активная экспансия в Сибирь и на Дальнем Востоке, обладающими максимальным потенциалом ВИЭ.

Литература

1. Лукашов А.А. Перспективные геотермальные зоны на территории России // *Окружающая среда и энергоснабжение*. – 2022. - №3. – с. 25-38.
2. Бутузов В.А. История и проблемы развития геотермальной энергетики в России // *Окружающая среда и энергоснабжение*. – 2019. - №4. – с. 4-19.
3. План ГОЭЛРО и возобновляемые источники энергии / К. С. Дегтярев, А. М. Залиханов, А. А. Соловьев, Д. А. Соловьев // *Энергетическая политика*. — 2016. — № 3. — С. 55–64.
4. К.С. Дегтярев. Состояние и территориальная организация фотовольтаической солнечной энергетики в России // *Окружающая среда и энергоснабжение*. – 2019. - №1. – с. 23-38.
5. В.А. Бутузов, П.П. Безруких, С.В. Грибков Сто лет развития ветроэнергетики в России. Часть 1. // *Окружающая среда и энергоснабжение*. – 2021. - №3. – с. 8-24.
6. В.А. Бутузов, П.П. Безруких, С.В. Грибков Сто лет развития ветроэнергетики в России. Часть 2. // *Окружающая среда и энергоснабжение*. – 2021. - №4. – с. 18-34.
7. Приказ Министерства промышленности и торговли РФ от 11 августа 2014 г. № 1556 “Об утверждении Порядка определения степени локализации в отношении генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии”. URL:

<https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/70664088/>. Дата обращения 26.03.2024.

8. Дегтярев К. С., Соловьев Д. А. Проблемы и перспективы развития возобновляемой энергетики России в новых условиях // Энергетическая политика. — 2022. — № 6. — С. 56–69.

9. Prospects of Low-Carbon Development in Russia: the Role of Renewable Energy and Challenges of Sanctions / L. Nefedova, D. Solovyev, M. Berezkin, K. Degtyarev // E3S Web of Conferences. — 2023. — Vol. 461. — P. 01049.

10. Колосовский Н.Н. Производственно-территориальное сочетание (комплекс) в советской экономической географии // Вопросы географии. — 1947. - №6. — с. 133-168.

11. Колосовский Н.Н. Теория экономического районирования. — М., Мысль, 1969. —336 с.

12. В.А. Бутузов Российская солнечная электроэнергетика // Окружающая среда и энерговедение. — 2020. - №2. — с. 10-25

13. В.А. Бутузов Современное состояние развития возобновляемой энергетики России. // Окружающая среда и энерговедение. — 2022. - №1. — с. 18-31.

14. В.А.Бутузов, Д.А.Будников Научные кадры высшей квалификации по возобновляемой энергетике в 2000-2021 гг.: аспирантуры, диссертационные советы, руководители. // Окружающая среда и энерговедение. — 2022. - №2. — с. 18-28.

15. 2023 Statistical Review of World Energy. URL: <https://www.energyinst.org/statistical-review>. Дата обращения: 26.03.2024.

16. NASA Power Data Access Viewer. URL: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>. Дата обращения: 26.03.2024.

17. ГИС Возобновляемые источники энергии России. URL: <https://gisre.ru/>. Дата обращения: 26.03.2024.

18. О.А. Синюгин, К.С. Дегтярев Зональные факторы развития возобновляемой энергетики на примере Западной Европы // Окружающая среда и энерговедение. — 2023. - №1. — с. 28-43.

19. Регионы России. Социально-экономические показатели. Росстат URL: <https://rosstat.gov.ru/folder/210/document/13204>. Дата обращения: 26.03.2024.

УКРАИНСКАЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА

БУТУЗОВ В.А.

Введение

Украина из всех постсоветских стран имеет наибольшие успехи в развитии возобновляемой энергетики (ВЭ). Суммарная установленная мощность ВЭ этой страны в 2021 г. составила 9225 МВт (рис.1), или 11,6% в общем энергобалансе, а России – 5290 МВт. Лидерами возобновляемой энергетики Украины являлись Днепропетровская – 1164 МВт, Херсонская – 1083 МВт и Николаевская – 1074 МВт области (www.uwea.com.ua). В основном это результат концентрации исследований в Институте возобновляемой энергетики (ИВЭ) НАНУ [1], успешной адаптации германского законодательного и организационного опыта. «Зеленые» тарифы Украины являются одними из самых больших в Европе, а гарантированная реализация электроэнергии ВЭ создала привлекательный для инвесторов рынок. С 2021 г. для снижения стоимости сооружаемых объектов введены дополнительно аукционы инвесторов [2].

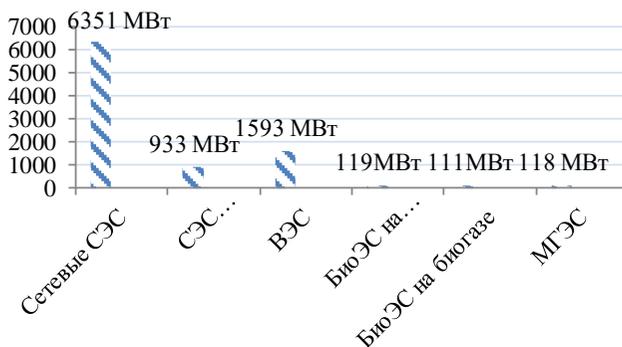


Рис. 1. Установленные мощности электростанций на ВИЭ Украины на 01.07.2021 г.

Солнечная энергетика

Лидером ВЭ Украины является солнечная энергетика. Суммарная установленная мощность СЭС составляла в 2021 г – 7284 МВт. Их доля в энергобалансе ВЭ составляла 79%. Большая часть солнечной генерации была представлена сетевыми СЭС мощностью до 240 МВт. Их суммарная установленная мощность составляла в 2021 г. 6351 МВт – 87% всех мощностей СЭС. Значительным сегментом рынка ВЭ стали СЭС частных домовладений единичной установленной мощностью до 50 кВт – 933 МВт, или 13% всех мощностей СЭС. Крупнейшим инвестором является Донецкая топливно-энергетическая компания (ДТЭК ВИЭ Украины), которая построила 30 СЭС, суммарной установленной мощностью 1000 МВт, в том числе три мощностью по 200 МВт (Ботиевская, Приморская,

Никольская). Этот и другие украинские инвесторы применяют в основном фотоэлектрические модули (ФЭМ) китайского производства. Локализация их производства в Украине отсутствует. Вторым по объемам строительства СЭС является инвестфонд «VBCapitalGroup» (США): 26 СЭС общей мощностью 536 МВт. Компания «Виндрафт» (Швеция) построила 6 СЭС общей мощностью 301 МВт, а компания Андрея Григоренко – 20 СЭС общей мощностью 290 МВт. В первом полугодии 2021 г. объем ввода в эксплуатацию СЭС составил 254 МВт, что втрое меньше, чем было в 2020 г.

Во второй половине XX века Украина была лидером СССР по солнечному теплоснабжению. Научные исследования, разработку и производство солнечных коллекторов, проектирование гелиоустановок выполнял Институт «КиевЗНИИ-ЭП» [3]. По его проекту в Крыму была построена самая большая в СССР гелиоустановка пансионата «Кастрополь» площадью 1600 м². В Запорожье было крупнейшее в СССР производство ФЭМ.

В настоящее время в Украине солнечное теплоснабжение не получило распространения. Программа льготного кредитования «Теплый кредит» с 2014 г. не дала результатов. В г. Ровно построена гелиоустановка с 18 солнечными коллекторами для 54-квартирного жилого дома [4], а самая большая гелиоустановка площадью 474 м² с 252 солнечными коллекторами фирмы ООО «ПКК Синтэк» (г. Запорожье) была сооружена в г. Мариуполе.

Научными исследованиями по солнечной энергетике в Украине занимались в основном ИВЭ НАНУ (д.т.н. В.А. Резцов) и Херсонский технический университет. В Атласе энергетического потенциала [5] представлены значения солнечной радиации всех регионов Украины, в статье [4] результаты оценки потенциала солнечной радиации. В статье [6] представлена методика обоснования эффективности солнечного теплоснабжения, а в статье [7] описана методика выбора площадок СЭС. В работах [8,9] приводятся результаты оптимизации компоновки ФЭМ и потери их мощности при затенении.

Ветроэнергетика

Суммарная установленная мощность ветроэлектростанций (ВЭС) Украины 01.07.2021 составляла 1593 МВт, их доля в энергобалансе возобновляемой энергетики страны - 17,3%. Региональным лидером ветроэнергетики являлась Запорожская область – 596 МВт, включая самую мощную Ботиевскую ВЭС на 200 МВт. Основной инвестор ветроэнергетики, как и солнечной – ГК «ДТЭК ВИЭ». Для получения льготного «зеленого» тарифа с 2021 г. право на сооружение сетевых ВЭС мощностью свыше 5 МВт приобретает на специальных аукционах. При строительстве ВЭС применяется, в основном, зарубежное оборудование: датской фирмы «Vestas» мощностью до 3,8 МВт (V-126), американской «GeneralElectric» мощностью до 3,8 МВт (GE-3.8-130). В Краматорске Донецкой области было организовано сборочное производство ВЭУ типа WTU германской фирмы «FuhrkanderAG» мощностью до 4,5 МВт с изготовлением гондол и башен. Украинская ассоциация ветроэнергетики УВЕА имеет весьма содержательный сайт www.uwea.com.ua.

40 *Малая гидроэнергетика, биоэнергетика и геотермальное теплоснабжение*

К середине 2021 года в Украине были построены 154 малых гидроэлектростанции (МГЭС) общей мощностью около 120 МВт. По установленной мощности МГЭС в стране лидирует Винницкая область – 25 МВт. Исследования по МГЭС выполняет, в основном, Институт возобновляемой энергетики [10,11].

Биоэнергетика имеет суммарную установленную мощность 230 МВт, в т.ч. БиоЭС на биомассе – 119 МВт, БиоЭС на биогазе – 111 МВт.

Геотермальное теплоснабжение курортных объектов осуществляется в Закарпатской области в селах Кусонь и Береговое. Перспективы развития геотермии представлены в статьях [12,13], теоретические проблемы в книге [14], поверхностной геотермии с тепловыми насосами в статье [15].

Выводы

1. Успехи в развитии ВЭ в Украине объясняются, в основном, тремя факторами: научными разработками Института возобновляемой энергетики НАНУ, высокими тарифами на электроэнергию ВИЭ, привлечением зарубежных инвестиций.

2. Лидером ВЭ Украины является солнечная энергетика – 7284 МВт. В отличие от других постсоветских государств, в Украине кроме сетевых СЭС существенную долю занимают СЭС частных владений единичной установленной мощностью до 50 кВт – 933 МВт (13% всех мощностей СЭС).

3. Ветроэнергетика в Украине представлена сетевыми ВЭС мощностью до 200 МВт с ВЭУ европейских и американских производителей единичной мощностью до 4,5 МВт.

4. Малая гидроэнергетика Украины с общей мощностью 120 МВт продолжает развиваться с советских времен. Биоэнергетика имеет суммарную установленную мощность 230 МВт.

5. Геотермальное и солнечное теплоснабжение в современной Украине не получили развития.

Литература

1. Інститут відновлюваної енергетики НАН України. Історія становлення, сучасністів та перспективи. За ред. С.О. Кудря. Київ. ІВЕ 2020. 108с.

2. Хилько В.А. Заходи підтримки відновлюваної енергетики в Україні // Відновлювана енергетика. 2021. № 3. С. 6÷ 17.

3. Бутузов В.А. Солнечное теплоснабжение. Опыт столетнего развития // Промышленная энергетика. 2020. № 4. С. 52-62.

4. Матях С.В., Суржик Т.В., Резцов В.Д. Напрями та перспективи розвитку сонячної теплоенергетики // Відновлювана енергетика 2021. № 3. С. 33-44

5. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України./ За ред. С.О. Кудря Київ. Інститут відновлюваної енергетики НАН України. 2020. 82 с. [https / www. ive.org. ue / wp – content/upoads/atlas.pdf](https://www.ive.org.ue/wp-content/uploads/atlas.pdf)

6. Матях С.В., Суржик Т.В., Резцов В.Д. Визначення ефективності застосування систем гарячого сонячного водопостачання // Відновлювана енергетика. 2020. № 1 С. 17-22.

7. Киринос Л.А., Гундев В.О., Резцов В.Д., Суржик Т.В., Шевчук В.І, Шейко І.О. Особливості визначення раціональних площадок для розміщення фотоелектричних станцій в Україні Відновлювана енергетика. 2019. № 2 С. 13-21.

8. Андропова О.В. Курак В.В. Оптимізація розміщення приймачів сонячної енергії для кліматичних умов півдня України // Відновлювана енергетика. 2020. № 2 С. 45-53.

9. Демин Д.А., Гаевская А.Н., Гаевский А.Ю. Фактор потери мощности фотоэлектрических модулей при их взаимном затенении и оптимизация углов наклона между рядами модулей // Відновлювана енергетика. 2019. № 4 С. 37-48.

10. Васьюк П.Ф., Мороз А.В., Бриль А.О. Сучасний стан будівництва малих гідроелектростанцій в Україні та оцінка технічного потенціалу їх подальшого розвитку // Відновлювана енергетика. 2018. № 4 С. 73-83.

11. Перминов Ю.Н., Монахов Е.А. Малые и эффективные гидроагрегаты для этих электростанций // Возобновляемая энергетика. 2018. № 4. С. 64-72.

12. Барило А.А. Аналіз гідрогеологічних та геотермічних характеристик геотермальних об'єктів України // Відновлювана енергетика. 2020. № 2 С. 45-53.

13. Морозов Ю.П., Чалаев Д.М., Николаеска Н.В., Добровольский М.П. Оцінка ефективності використання теплового потенціалу доквілля та верхніх шарів землі України // Відновлювана енергетика. 2020. № 4 С. 80-88.

14. Морозов Ю.П. Добыча геотермальных ресурсов и аккумуляирование теплоты в подземных горизонтах. Киев: Наукова Думка. 2017. 197с.

15. Морозов Ю.П., Чалаев Д.М., Николаева Н.В., Добровольский М.П. Енергетична ефективність використання перших від поверхні водоносних горизонтів для теплота хладопостачання // Відновлювана енергетика. 2019. № 2 С. 70-78.

ЗОНАЛЬНЫЕ ФАКТОРЫ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ НА ПРИМЕРЕ ЗАПАДНОЙ ЕВРОПЫ

ДЕГТЯРЕВ К.С., СИНЮГИН О.А.

Введение

Целью данной работы является оценка физико- и экономико-географических факторов развития возобновляемой энергетики, сопоставление вкладов различных факторов, выявление географических составляющих, определяющих производство энергии из возобновляемых источников, включая природную зональность, географическое положение, экономико-географические особенности и уровень экономического развития.

Объектом исследования стали 16 стран «старой» Западной Европы: Финляндии, Швеции, Норвегии, Дании, Германии, Австрии, Швейцарии, Нидерландов, Бельгии, Франции, Великобритании, Ирландии, Греции, Италии, Испании и Португалия (рис. 1).

Данные страны не входили до 1991 года в социалистический блок (за исключением восточной части нынешней Германии), их объединяют достаточно давние и тесные связи, сходство политической и экономической повестки (также их, за исключением Норвегии, Великобритании и Швейцарии, объединяет членство в ЕС), в том числе – в сфере экологии и энергетического перехода.



Рис. 1. Стран Западной Европы, рассматриваемая в статье: 1 – Финляндия, 2 – Швеция, 3 – Норвегия, 4 – Дания, 5 – Германия, 6 – Австрия, 7 – Швейцария, 8 – Нидерланды, 9 – Бельгия, 10 – Франция, 11 – Великобритания, 12 – Ирландия, 13 – Греция, 14 – Италия, 15 – Испания, 16 – Португалия.

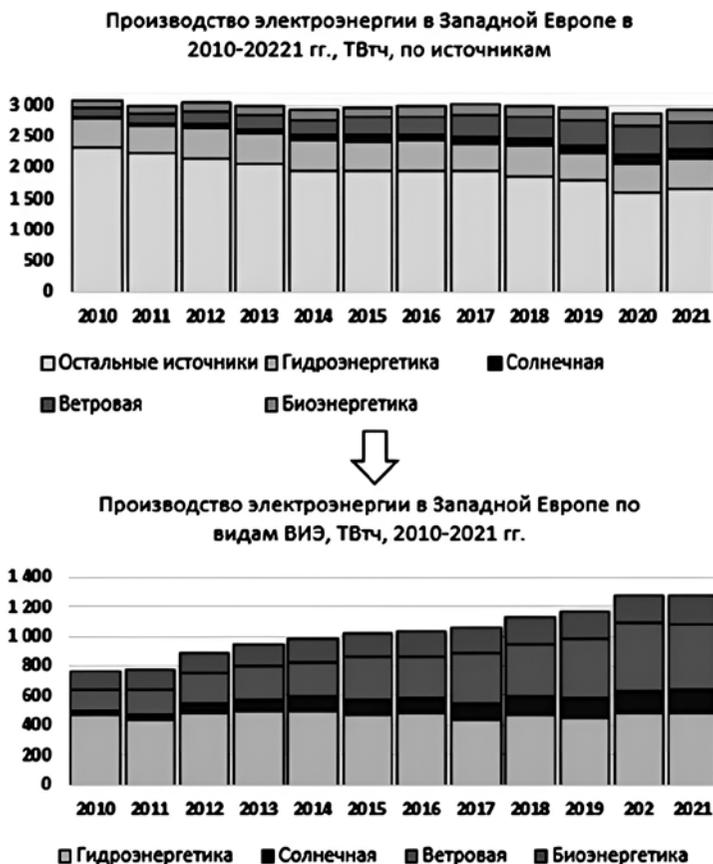


Рис. 2. Производство электроэнергии (ТВтч) в группе стран Западной Европы по источникам в 2010-2021 гг. (составлено автором на основе данных [1])

Выбор этих стран в качестве объекта исследования обусловлен рядом причин. Во-первых, среди крупнейших стран мира Западная Европа – макрорегион с наиболее развитой возобновляемой энергетикой и, в целом, наиболее развитым неуглеродным сектором энергетики в мире. В целом по группе данных стран доля неуглеродных источников (атомная энергия + ВИЭ) в производстве электроэнергии превышает 67% (для сравнения, в США – 39%, Китае – 35%, Индии – 22%, Японии – 35%, России – 39%), в том числе на долю всех ВИЭ приходится 44%, а на ВИЭ без учёта гидроэнергетики – более 27%) [1].

История развития возобновляемой энергетики в этих странах, охватывающая несколько десятков лет, прошла фазы наиболее активного роста, связанного с эффектом низкой базы, и в последнее десятилетие обнаруживает признаки выхода на плато (рис. 2-3).

Производство гидроэлектроэнергии в Западной Европе уже достаточно давно практически не растёт. Равно, как и в целом производство электроэнергии, обнаруживающее, скорее, тенденцию к сокращению. Рост производства электроэнергии на биоресурсах вышел на средний уровень около 5% в год, рост выработки электроэнергии на ветроэлектростанциях уже не превышает 10% в год. При этом в 2016 и 2021 гг. наблюдалось даже сокращение выработки, связанное с погодными условиями (т.е. низкие скорости ветра в определённые периоды уже не компенсировались вводом в строй новых мощностей). Быстрорастущим направлением остаётся солнечная энергетика, но годовые темпы роста производства солнечной энергии также упали со значений около 90% в начале 2010-х до уровня около 10% в год, начиная с 2015-2016 гг. (несмотря на продолжающееся сокращение стоимости солнечных батарей).

В этом смысле данная группа стран может рассматриваться как своего рода модель или ориентир для других регионов мира в плане энергетического перехода к неуглеродной экономике.



Рис. 3. Темпы роста (в % к предыдущему году) производства электроэнергии из возобновляемых источников в группе западноевропейских стран (составлено автором на основе данных [1]).

Во-вторых, сопоставление со странами Западной Европы имеет значение непосредственно для России в силу сходства природных условий: северных регионов нашей страны – с северными странами Европы, южных регионов – с южными средиземноморскими европейскими территориями. В этом смысле при развитии возобновляемой энергетики в России можно до определённой степени ориентироваться на западноевропейский опыт. Кроме того, есть и существенные, не только природные, но и экономические различия внутри группы западноевропейских стран, что также имеет сходство с неравномерностью развития российских регионов, и данный аспект также может быть учтён при разработке программ развития неуглеродной (в том числе возобновляемой) энергетики.

Общая физико-географическая, экономическая и энергетическая характеристика рассматриваемой группы стран

Группа исследуемых стран принадлежит одному макрорегиону, отличается высокой степенью политической и экономической интеграции. При этом, они заметно различаются как природными условиями, так и экономическими показателями (табл.1).

Таблица 1. Основные параметры западноевропейских государств (на 2021 г)

Страна	Площадь, тыс. км ² [4]	Население, млн. [5]	ВВП, млрд. евро [6]	Производство электроэнергии , ТВтч [1]
Финляндия	338,1	5,5	253	72,6
Швеция	447,4	10,5	530	169,9
Норвегия	385,2	5,4	408	157,1
Дания	44,5	5,9	335	33,4
Германия	357,4	84,4	3 571	584,5
Австрия	83,9	8,9	403	73,8
Швейцария	41,3	8,7	687	64,9
Нидерланды	41,2	17,5	861	121,6
Бельгия	30,5	11,6	507	100,2
Франция	551,7	64,5	2 484	547,2
Великобритания	242,5	67,3	2 527	309,9
Ирландия	70,3	5,0	422	31,5
Греция	131,9	10,4	183	55,8
Италия	301,3	59,2	1 781	287,2
Испания	489,5	47,5	1 205	272,1
Португалия	88,4	10,3	211	49,7
Всего	3645,1	422,7	16367	2931,5

Протяжённость территории, занимаемой данными странами, по широте – примерно с 700 до 350с.ш. (более 3500 км с севера на юг), что определяет кардинальные различия в режимах поступления солнечной энергии и температур по сезонам. В частности, среднегодовое поступление солнечной радиации на горизонтальную поверхность варьируется от менее 700 кВтч/м² на севере Скандинавии и северо-западе Великобритании до 1800 кВтч/м² [2] и выше на юге Испании и Италии и в альпийских высокогорных районах.

Северная и средняя части лежат в зоне умеренного морского (Норвегия, Дания, западная часть Германии, Нидерланды, Бельгия, Великобритания, Ирландия, северная и центральная части Франции) и умеренно-континентального (Швеция, Финляндия, большая часть Германии, Австрия, Швейцария) климата, южная (Греция, Италия, юг Франции, Испания и Португалия) – в зоне субтропического средиземноморского климата. Благодаря близости океана и региональной специфики атмосферной циркуляции большая часть Западной Европы отличается большим количеством осадков и избыточным увлажнением. Среднегодовое количество осадков почти повсеместно (за исключением отдельных внутренних районов Испании и Италии) превышает 500 мм, а в приатлантических, а

также горных районах превышает 1000 мм с максимальными значениями до 1500-3000 мм в Норвегии, на западе Великобритании и в Ирландии, Австрии, Швейцарии, отдельных районах Греции и Италии, на востоке и юге Франции, отдельных районах севера Испании и на севере Португалии [3].

Таблица 2. Основные душевые показатели западноевропейских государств (расчитано автором по данным, приведённым в табл. 1).

Страна	Плотность населения, чел./км ²	ВВП на душу населения, евро	Пр-во ЭЭ на душу населения, кВтч
Финляндия	16,4	45 689	13 121
Швеция	23,4	50 669	16 233
Норвегия	14,0	75 468	29 075
Дания	131,6	57 143	5 704
Германия	236,2	42 302	6 925
Австрия	106,4	45 210	8 276
Швейцария	210,5	79 056	7 468
Нидерланды	424,8	49 179	6 949
Бельгия	380,6	43 660	8 629
Франция	117,0	38 487	8 480
Великобритания	277,5	37 553	4 605
Ирландия	71,0	84 534	6 315
Греция	79,2	17 503	5 340
Италия	196,6	30 068	4 848
Испания	97,0	25 377	5 731
Португалия	116,4	20 532	4 829
Средневзвешенное	190,7	38 723	6 936

Горы выступают в качестве орографического барьера на пути влажных атлантических воздушных масс. Страны с преобладанием горного рельефа расположены в северной и южной частях западноевропейского субконтинента – Норвегия, Швеция (Скандинавские горы), Швейцария, Австрия, Греция, Италия, Испания (Альпийско-Пиренейский горный пояс).

Западная Европа отличается высокими среднегодовыми скоростями ветра, практически повсеместно превышающими 7 м/с (на высоте 50 метров) и превышающими 10 м/с в береговых районах; наблюдается тенденция снижения скоростей ветра от прибрежных к внутриконтинентальным районам [2].

Страны Западной Европы обнаруживают существенные различия по абсолютным и душевым показателям валового внутреннего продукта (ВВП) и производства электроэнергии (табл. 1-2) а также структурой производства электроэнергии по источникам (табл.3).

Показатели душевого ВВП варьируются в диапазоне от 17-20 тыс. евро (Греция и Португалия), что примерно вдвое ниже средневзвешенного показателя по группе стран, до 75-85 тыс. евро (Ирландия, Норвегия, Швейцария), или примерно вдвое выше средней величины (табл.2).

Аналогично, и душевое производство электроэнергии при средневзвешенном показателе около 7000 кВтч варьируется от величин менее или около 5000 кВтч (Великобритания, Италия, Португалия, Греция) до 13000-30000 кВтч (Финляндия, Швеция, Норвегия).

Существует средняя положительная корреляция между душевыми показателями ВВП и производства электроэнергии - коэффициент корреляции (КК) составляет 0,44.

Корреляция между плотностью населения и душевым ВВП практически отсутствует (КК = -0,09), тогда, как между плотностью населения и душевым производством электроэнергии она средне отрицательна (КК = -0,43). Последнее, вероятно, означает связь с более суровыми природными условиями, требующими производства энергии в большем объёме: страны с наиболее холодным климатом, наименьшей плотностью населения (в 10-15 раз ниже среднего показателя по данной группе стран) и, в то же время, максимальными показателями душевого производства электроэнергии – Финляндия, Швеция и Норвегия.

Анализ структуры производства электроэнергии по источникам и выявление зональных факторов

Не менее контрастны и различия в структуре производства электроэнергии по источникам (табл. 3). Доля углеводородных (газ, нефть и уголь) источников в производстве электроэнергии варьируется от величин менее 2% (Норвегия, Швеция) до выше 60% (Греция, Ирландия, Италия, Нидерланды) при среднем значении 33%. Среди неуглеродных источников наибольший разброс показателей характерен для атомной энергии – её доля составляет от 0% в половине стран до почти 70% во Франции (где это основная составляющая неуглеродного вектора при минимальной среди других стран доле ВИЭ в производстве электроэнергии – 22%) при среднем 24%, и гидроэнергии – разброс от 0-2% (Дания, Нидерланды, Бельгия, Великобритания) до более 50% (Австрия, Швейцария) и даже более 90% (Норвегия) при средней величине менее 17%.

Что касается остальных ВИЭ (солнечная, ветровая и биоэнергия), то их средняя совокупная доля для данной группы стран составляет чуть более 27%, при этом только в одной стране – Дании, она выше 40% (и составляет 78%), а значения менее 10% - всего в двух странах: Норвегии и Швейцарии (по 8%), где неуглеродный сектор представлен, главным образом, гидроэнергетикой (см. выше).

Доля солнечной энергетики меняется от значений менее 1% (Норвегия, Ирландия, Финляндия, Швеция) до более 8% (Испания, Нидерланды, Греция, Италия, Германия) при среднем 5,5%; ветроэнергетики – от менее 1% в Швейцарии до 48% в Дании при среднем 15%; биоэнергетики – от менее 1% в Греции и Норвегии до 19% в Финляндии и более 26% в Дании при среднем 6,7%.

В выявленных различиях в доле разных ВИЭ в местном производстве электроэнергии просматривается наличие природной зональности (рис. 4-7).

Так, максимальные показатели доли для гидроэнергетики максимальны в странах с сочетанием высокого увлажнения (как следствие – развитой и полноводной речной сети) и горного рельефа (как следствие – высокой энергии водотоков). Всего на 4 страны, в максимальной степени отвечающие этим условиям (Норвегия, Швеция, Австрия, Швейцария), приходится 61% всего производства

гидроэлектроэнергии (в т.ч. 30% - только в Норвегии) в западноевропейской группе стран, тогда, как их суммарная доля в общем производстве электроэнергии составляет всего 16%, т.е. их коэффициент специализации в гидроэнергетике составляет $61/16 = 3,8$.

Таблица 3. Структура производства электроэнергии в западноевропейских странах по источникам (%), 2021

Страна	Эл.	Угл.	Ат.	Гид.	Сол.	Вет.	Био	ВИЭ*
Финляндия	73	15,1%	32,8%	21,6%	0,4%	11,3%	18,7%	30,5%
Швеция	170	1,9%	31,2%	42,1%	0,9%	16,1%	7,8%	24,8%
Норвегия	157	1,1%	0,0%	91,1%	0,1%	7,5%	0,2%	7,8%
Дания	33	22,0%	0,0%	0,0%	3,8%	48,0%	26,2%	78,0%
Германия	585	47,7%	11,8%	3,3%	8,4%	20,1%	8,7%	37,2%
Австрия	74	24,0%	0,0%	58,0%	2,9%	9,1%	5,9%	18,0%
Швейцария	65	7,6%	28,5%	56,0%	4,6%	0,2%	3,0%	7,8%
Нидерланды	122	63,8%	3,1%	0,1%	9,4%	14,7%	8,9%	33,0%
Бельгия	100	26,8%	50,5%	0,4%	5,6%	11,9%	4,9%	22,4%
Франция	547	8,6%	69,3%	10,6%	2,7%	6,8%	2,0%	11,5%
Великобрит.	310	45,9%	14,8%	1,6%	4,0%	20,8%	12,9%	37,7%
Ирландия	31	63,5%	0,0%	2,4%	0,2%	30,8%	3,1%	34,1%
Греция	56	61,2%	0,0%	10,4%	9,3%	18,8%	0,3%	28,4%
Италия	287	60,1%	0,0%	15,0%	8,7%	7,2%	9,0%	24,9%
Испания	272	33,2%	20,8%	10,9%	9,9%	22,9%	2,4%	35,2%
Португалия	50	37,6%	0,0%	23,9%	4,4%	26,6%	7,5%	38,6%
Среднее	2 931	32,6%	23,9%	16,5%	5,5%	14,9%	6,7%	27,1%

Эл. – производство электроэнергии, всего, ТВтч; Угл. – углеводородное топливо; Ат. – атомная энергия; Гид. – гидроэлектроэнергия; Сол. – солнечная энергия; Вет. – ветровая энергия; Био – биоэнергия; ВИЭ* – всего ВИЭ без учёта гидроэлектроэнергии.

Для солнечной энергетики наиболее высокие показатели доли в общем производстве характерны в целом для более южных стран, расположенных в зонах с более высоким поступлением солнечной энергии. В данном случае фиксируется сильная отрицательная корреляция между средней широтой страны и долей солнечной энергетики в общем производстве электроэнергии, $КК = -0,69$.

Доля ветроэнергетики также выше в среднем в странах, в большей степени экспонированных к атлантической береговой линии, отличающихся более высокими средними скоростями ветра (рис.6).

Что касается биоэнергетики, в данном случае трудно (если в принципе возможно) выявить какой-либо ведущий фактор. Основные источники сырья для биоэнергетики – отходы сельского хозяйства и лесопереработки, из чего мы можем сделать предварительный вывод, что важной является комбинация развитого сельского хозяйства и лесоперерабатывающего комплекса (что просматривается на примере Финляндии).

Другим стимулирующим фактором развития энергетики на основе данного источника является дефицит других ресурсов. Например, исключительно высокая доля ветровой и биоэнергетики в Дании, вероятно, связана с отсутствием достаточных ресурсов для развития солнечной и гидроэнергетики. Напротив,

низкая доля других ВИЭ в Австрии и Швейцарии обусловлена достаточными ресурсами для развития неуглеродного сектора за счёт гидроэнергетики, а в Норвегии монопольные позиции гидроэнергетики в неуглеродном секторе обусловлены, помимо исключительно большого объёма гидроресурсов, отсутствием потенциала развития солнечной и биоэнергетики.

Доля гидроэнергетики в производстве электроэнергии

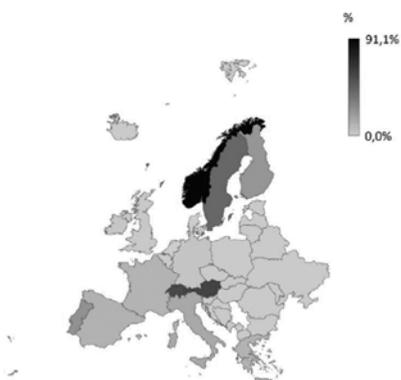


Рис. 1. Доля гидроэнергетики в производстве электроэнергии в странах Западной Европы

Доля солнечной энергии в производстве электроэнергии

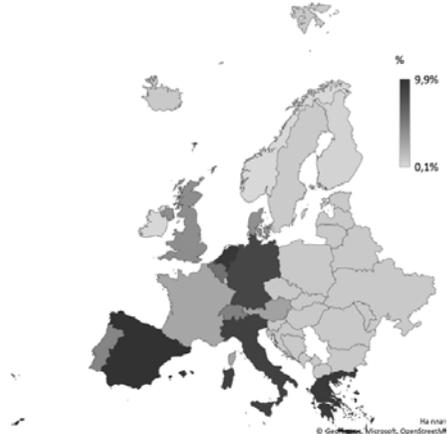


Рис. 2. Доля солнечной энергии в производстве электроэнергии в странах Западной Европы

Доля ветроэнергетики в производстве электроэнергии



Рис. 3. Доля ветроэнергетики в производстве электроэнергии в странах Западной Европы

Доля биоэнергетики в производстве электроэнергии



Рис. 4. Доля биоэнергетики в производстве электроэнергии в странах Западной Европы

Сопоставим это с другой группой часто называемых факторов развития возобновляемой энергетики и проверим следующие гипотезы, также с помощью корреляционного анализа (табл. 4):

1) Возобновляемая энергетика более развита в странах с более высоким общим уровнем экономического развития;

2) Возобновляемая энергия требует больших площадей – в связи с этим, можно предположить, что доля ВИЭ будет выше в странах с менее высокой плотностью населения;

3) ВИЭ недостаточно надёжны и не могут обеспечивать потребности крупных потребителей, поэтому их доля выше там, где ниже общая потребность в энергии и, соответственно, ниже объёмы производства электроэнергии в целом.

Таблица 4. Коэффициенты корреляции между долями разных источников энергии в общем производстве электроэнергии (%) и показателями: душевого ВВП (евро/чел.), плотности населения (чел./км²) и общего объёма производства электроэнергии (ТВтч).

Источник энергии/Показатель	ВВП на душу населения	Плотность населения	Общий объём производства электроэнергии
Всего неуглеродные источники	0,31	-0,41	0,00
Атомная энергия	-0,04	0,10	0,40
Всего ВИЭ	0,37	-0,53	-0,39
Гидроэнергия	0,40	-0,47	-0,22
Всего ВИЭ (без гидроэнергии)	-0,17	0,07	-0,15
Солнечная энергия	-0,59	0,54	0,25
Ветровая энергия	-0,05	-0,10	-0,21
Биоэнергия	-0,02	0,07	-0,14

Существует средняя положительная корреляция между долей ВИЭ и ВВП на душу населения, но она достигается исключительно за счёт гидроэнергии – вероятно, благодаря тому, что страны с наибольшими гидроэнергоресурсами (Норвегия, Швеция, Финляндия, Австрия, Швейцария) выделяются также более высокими значениями душевого ВВП. В остальных случаях корреляция практически отсутствует, а в случае с солнечной энергетикой является даже средне отрицательной – в свою очередь, это обусловлено в среднем менее высокими ВВП стран южной части Европы (см. выше), обладающих, в то же время, большей концентрацией солнечных ресурсов. В то же время, следует учитывать и положительную взаимосвязь экономического развития и душевого производства электроэнергии (см. выше), т.е. в среднем на долю жителей стран с более высоким душевым ВВП приходится и больше производства электроэнергии из ВИЭ в абсолютных величинах.

В случае с плотностью населения наблюдается средняя отрицательная корреляция с долей ВИЭ, но также исключительно за счёт гидроэнергии – благодаря

тому, что Норвегия, Швеция и Финляндия отличаются также низкой плотностью населения.

Обращает на себя внимание средняя положительная корреляция плотности населения и доли солнечной энергии. Вероятно, причина заключается в том, что три страны с высокой долей солнечной энергии (несмотря на среднеширотное положение) – Германия, Нидерланды и Бельгия, отличаются и наибольшими показателями плотности населения в Европе, а также и превышающими средние показатели душевого ВВП.

Что касается корреляционной связи доли ВИЭ в целом с общим объемом производства электроэнергии в стране, то она в целом средне отрицательна – т.е., действительно, можно сделать вывод, что страны с большими объемами производства электроэнергии в меньшей степени используют возобновляемые источники, при этом низкая доля ВИЭ компенсируется высокой долей атомной энергии. Также обращает на себя наличие не отрицательной, а слабой положительной корреляции между общим производством электроэнергии и долей отдельно взятой солнечной энергии. В случае с атомной энергией ключевую роль играет фактор Франции, являющейся, наряду с Германией, крупнейшим производителем энергии в Западной Европе. В случае с солнечной энергетикой – вероятно, фактор Германии с высокой долей солнечной энергии (см. выше).

Анализ показывает, что высокий уровень экономического развития является стимулирующим фактором развития возобновляемой энергетики. При этом высокая плотность населения (как следствие – высокая плотность инфраструктуры и вероятность возникновения дефицита площадей) не выявляется в качестве лимитирующего фактора развития энергетики на основе ВИЭ, в частности, ветровой и солнечной.

Добавим, что солнечная энергетика может быть достаточно компактной, учитывая сравнительно (с ветроэнергетикой) высокую плотность производства энергии и возможность размещения солнечных батарей, в том числе, на крышах зданий.

В отличие от неё, ветроэнергетика требует существенно больших площадей, однако это в значительной степени компенсируется возможностью использования пространств между мачтами ветрогенераторов – в том числе, для целей сельского хозяйства и размещения генерирующих мощностей на других источниках – в том числе, солнечных батарей.

Теоретически, при среднем расстоянии между мачтами порядка 2 км (1 мачта на 4 км²), средней мощности размещённого на ней генератора в 2 МВт и покрытия ими 1 млн. км², что составит 27% общей площади рассматриваемых стран (табл. 1), общая мощность ветроустановок составит (250 тыс. генераторов по 2 МВт) 500 тыс. МВт (0,5 ТВт) или 500 млн. кВт. При среднем коэффициенте использования установленной мощности (КИУМ), равном 25% - как следствие, выработке порядка 2200 кВтч на 1 кВт установленной мощности, общее производство электроэнергии должно составить 2200*500 млн. кВтч = 1,1 трлн. кВтч или 1100 ТВтч. Это составило бы 38% всего текущего производства электроэнергии в данных странах (табл. 1), что в 2,5 раза выше нынешнего среднего показателя для ветроэнергетики (табл. 3). Таким образом, можно говорить о сохранении на данный момент пространственного ресурса для роста и ветровой, и

солнечной энергетики в Западной Европе, хотя в разных её странах в различной степени.

В большей степени, определяющим фактором являются возобновляемые ресурсы на данной территории, природные условия, обуславливающие производительность и стабильность работы энергетических систем на основе ВИЭ – солнечный, ветровой и гидрологический режимы.

Зональные факторы продуктивности электростанций на ВИЭ

Наглядная иллюстрация природно-зонального фактора развития возобновляемой энергетики – различная производительность генерирующих мощностей (различия в КИУМ – коэффициенте использования установленной мощности), рассчитанная нами на основе сопоставления данных по установленным мощностям и производству электроэнергии для солнечных (СЭС) и ветровых (ВЭС) электростанций [1] по методике, описанной ранее в [7]. Использована средняя величина КИУМ за период 2011-2021 гг. Расчёт показывает высокую степень зависимости продуктивности и солнечных, и ветровых станций от природных условий (табл. 5).

Таблица 5. Средний КИУМ солнечных (СЭС) и ветровых электростанций (ВЭС) по странам Западной Европы.

Страна	КИУМ СЭС	КИУМ ВЭС
Финляндия	н/д	29,7%
Швеция	12,6%	29,3%
Норвегия	н/д	30,2%
Дания	10,7%	29,5%
Германия	10,5%	21,3%
Австрия	12,9%	23,7%
Швейцария	10,5%	н/д
Нидерланды	10,8%	26,9%
Бельгия	10,9%	28,8%
Франция	12,4%	23,6%
Великобритания	10,3%	31,0%
Ирландия	н/д	29,0%
Греция	17,5%	25,9%
Италия	13,7%	20,3%
Испания	29,9%	25,1%
Португалия	20,0%	28,1%

Для солнечных электростанций видно различие в КИУМ в пользу стран, занимающих более низкоширотное положение (рис.8) – от 10-13% до 20-29%.

По ВЭС различия в КИУМ менее контрастны – от 20% до 30% (рис.9), но также прослеживается взаимосвязь производительности с положением страны относительно атлантической береговой линии и зональной системы атмосферной циркуляции – максимальный КИУМ характерен, в основном, для ВЭС северного и северо-западного секторов Западной Европы и островных государств.

Средний КИУМ солнечных электростанций**Рис. 5.** Средний КИУМ солнечных электростанций по странам Западной Европы**Средний КИУМ ветроэлектростанций****Рис. 6.** Средний КИУМ ветровых электростанций по странам Западной Европы

Менее высокий КИУМ при равных инвестиционных и эксплуатационных затратах на обслуживание станции означает и примерно пропорционально более высокая цена на получаемую электроэнергию – как следствие, естественным представляется смещение в перспективе производства в регионы, где оно менее затратно.

Если обратиться к динамике процесса, например, по солнечной энергетике, то в Германии – наиболее экономически развитой стране Западной Европы, при этом с мощным «зелёным» общественно-политическим движением, выработка электроэнергии на СЭС фиксируется с 2000 года, тогда, как в других странах – с 2008 [1]. За последние 10-15 лет произошло заметное сокращение разрыва в объёмах производства в пользу стран, находящихся в более благоприятных природных условиях (Испания, Португалия, Италия, Греция), хотя и менее развитых экономически и менее сконцентрированных на «зелёной повестке». С высокой вероятностью можно ожидать продолжения этих процессов, тем более, что за последние 10-15 лет произошло кардинальное снижение инвестиционных затрат для генерирующих мощностей на основе ВИЭ (прежде всего, для солнечных батарей), что резко снизило экономические барьеры на пути развития возобновляемой энергетики.

Выводы

Анализ факторов развития возобновляемой энергетики в странах Западной Европы показывает:

1. Высокий уровень экономического развития является стимулирующим фактором развития возобновляемой энергетики; при этом, страны с более высоким душевым ВВП в среднем имеют сходные доли ВИЭ в общем объёме производства электроэнергии, что и страны, менее экономически развитые, но отли-

чаются большими объемами душевого производства электроэнергии и, как следствие - душевого производства и возобновляемой энергии.

2. Высокая плотность населения (как следствие – высокая плотность инфраструктуры и вероятность возникновения дефицита площадей) не выявляется в качестве лимитирующего фактора развития энергетики на основе ВИЭ, в частности, ветровой и солнечной. В странах Западной Европы сохраняется пространственный ресурс для дальнейшей установки генерирующих мощностей на основе ВИЭ.

3. Страны с большими объемами производства электроэнергии в среднем отличаются меньшей долей ВИЭ, но более высокой долей атомной энергии.

4. Доля данного ВИЭ в общем производстве электроэнергии в высокой степени зависит, с одной стороны, от обеспеченности данным ресурсом, с другой – возможностями развития других направлений. В частности, страны с высоким уровнем обеспечения гидроэнергоресурсами и высокой долей гидроэнергетики отличаются сравнительно низкими значениями доли других ВИЭ, а более развитая биоэнергетика и ветроэнергетика в большей степени характерна для стран, не обладающих большими гидро- и солнечными ресурсами.

5. На первое место среди факторов развития возобновляемой энергетики выходят зональные географические факторы, определяющие обеспеченность возобновляемыми энергетическими ресурсами и, как следствие, производительность электростанций и стоимость энергии, получаемой из ВИЭ.

6. Наиболее яркие примеры этого: более высокие показатели производительности солнечных станций, а также доли солнечной энергетики в странах, занимающих более низкоширотное положение; более высокая производительность и доля в энергетике ветроэлектростанций в странах, занимающих приатлантическое положение и отличающихся более высокими скоростями ветра; более высокая доля гидроэнергетики в странах, обладающих наибольшими гидроэнергоресурсами.

7. В будущем вероятно дальнейшее смещение производства энергии на основе тех или иных ВИЭ под действием физико-географических факторов в зоны, более благоприятные для производства.

Литература

1. BP Statistical Review of World Energy – 2022.
2. NASA Power – Data Access Viewer. URL: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>, дата обращения 07.04.2023.
3. Географический справочник. URL: <http://geo.historic.ru/>, дата обращения 07.04.2023.
4. Countries in Europe by Area. URL: <https://www.statista.com/statistics/1277259/countries-europe-area/>, дата обращения 07.04.2023.
5. UN World Population Prospects. URL: <https://population.un.org/wpp/Download/Standard/Population/>, дата обращения 07.04.2023.
6. Gross domestic product at current market prices of selected European countries in 2021. URL: <https://www.statista.com/statistics/685925/gdp-of-european-countries/>, дата обращения 07.04.2023.

7. Берёзкин М.Ю., Дегтярев К.С., Синюгин О.А. Подходы к оценке инвестиционных затрат на глобальный энергетический переход // *Окружающая среда и энергетика*. – 2022 - №1. – с.4-17.

References

8. BP Statistical Review of World Energy – 2022.

9. NASA Power – Data Access Viewer. URL: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>, access 07.04.2023.

10. Geographical Reference. URL: <http://geo.historic.ru/>, access 07.04.2023.

11. Countries in Europe by Area. URL:

<https://www.statista.com/statistics/1277259/countries-europe-area/>, access 07.04.2023.

12. UN World Population Prospects. URL:

<https://population.un.org/wpp/Download/Standard/Population/>, access 07.04.2023.

13. Gross domestic product at current market prices of selected European countries in 2021. URL: <https://www.statista.com/statistics/685925/gdp-of-european-countries/>, access 07.04.2023.

14. M. Berezkin, K. Degtyarev, O. Sinyugin. An Approach to the Estimation of Investment Costs for the Global Energy Transition // *Journal of Environmental Earth and Energy Study (JEEES)*. №1(2022), pp. 4-17.

ПАРУСНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ НАЗЕМНОГО БАЗИРОВАНИЯ: ГЕОГРАФИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

ЧЕКАРЕВ К.В., ЗАЛИХАНОВ А.М.

Введение

Актуальной проблемой современности является использование возобновляемых источников энергии для получения электроэнергии. Происходит бурное развитие технологий, разработка новых методов, материалов, развитие элементной базы и т.д. Осваиваются новые территории для строительства солнечных станций, ветропарков, приливных станций и других энергообъектов. География строительства установок в возобновляемой энергетике весьма обширна – от пустынь и ледников Антарктиды до высокогорий и морских мелководий. Изучение территорий для определения их потенциала в возобновляемой энергетике является актуальной задачей. Одним из возобновляемых источников, наиболее широко используемых для получения электроэнергии, является ветровая энергия. Вместе с тем, использование кинетической энергии ветра в хозяйственной деятельности насчитывает много веков. Преобразователи энергии ветра в виде ветроколеса использовались только на суше для совершения работы, а преобразователи ветровой энергии в виде паруса использовались в основном на воде для перемещения транспортных средств. Есть много примеров использования парусов для перемещения транспортных средств на суше [1], но это направление развития не получило. Активное развитие в последние десятилетия новых методов, разработка широкого ряда ветроустановок различного типа позволило строить и успешно эксплуатировать такие энергетические установки в самых различных географических районах и природных условиях. Большой технический и технологический потенциал имеют наземные парусные энергетические установки,

имеющие свои уникальные особенности. Изучение физико-географических, климатических, экономгеографических инженерно-геологических и других условий географических областей в которых возможно строительство наземных парусных энергоустановок представляется актуальным.

Актуальность исследований и постановка цели

Существуют несколько разработок морских парусных ветроэнергетических установок. Известен вариант морской ветроэнергетической установки повышенной мощности, в которой система жестких парусов удерживается на поверхности воды кольцевым понтоном, который вращается вокруг вертикальной оси [2]. В предлагаемой конструкции энергетической установки проблема создания прочного основания для опоры при больших размерах преобразователей энергии снимается, однако эффективность преобразования ветрового потока при этом уменьшается, поскольку на половине траектории преобразователи ветровой энергии движутся под острым углом к направлению ветра. Установка может работать только при большом диаметре кольцевого понтона, в противном случае система наветренных парусов будет перекрывать систему парусов, находящихся за ними. Однако при большом диаметре кольцевого понтона волновое воздействие разрушает конструкцию.

Нами были предложены варианты парусной энергетической установки, также позволяющей снять проблему больших размеров преобразователя энергии ветрового потока и проблему устойчивости волновому воздействию [3, 4, 5]. Предложенные варианты энергетической установки содержат парусный катамаран, к корпусам которого снизу прикреплен гидрогенератор, выполненный в виде крыльчатки и электрогенератора. При движении катамарана возникает обтекающий его корпуса водный поток, который вращает крыльчатку гидрогенератора. Катамаран движется циклично по дуговой траектории в заданном угловом интервале, что позволяет увеличить эффективность преобразования энергии ветрового потока. Для движения по такой траектории катамаран выполнен в виде конструкции, симметричной относительно носа и кормы, соединен электрическим кабелем и тросом с бумом, закрепленным на дне водоема, и имеет систему изменения положения парусов и систему управления движением катамарана. Жесткое соединение катамарана с бумом с помощью троса позволяет катамарану двигаться по дуговой траектории. Такое движение позволяет автоматизировать этот процесс [5]. В предлагаемых вариантах энергетических установок их эффективность также оказывается низкой, поскольку часть энергии ветрового потока расходуется на преодоление сопротивления водной среды при перемещении катамарана. Кроме этого, возникают сложности с передачей вырабатываемой электроэнергии внешнему потребителю.

Эффективность парусной энергетической установки можно повысить, и при этом снять проблему передачи вырабатываемой электроэнергии внешнему потребителю, если создать парусную энергетическую установку наземного базирования. Эффективность энергетической установки может быть повышена за счет того, что отсутствует сопротивление при перемещении установки в водной среде, при этом вырабатываемую электроэнергию можно передавать внешнему потребителю по контактному рельсу.

Известен вариант конструкции парусной энергетической установка наземного базирования [6], который является сухопутным аналогом ветроэнергетической морской установки [2]. Установка содержит платформы, соединенные в замкнутый состав, который движется по прямолинейному рельсовому пути. На платформах установлена система парусов, которые меняют положение в зависимости от направления ветра и участка пути. Электроэнергия вырабатывается с помощью электрогенераторов, соединенных с колесами платформ. Как и ветроэнергетическая морская установка [2], предлагаемая конструкция может работать только при большом диаметре рельсового пути, поскольку при малых диаметрах система наветренных парусов будет перекрывать систему парусов, расположенную за ней. Эффективность преобразования энергии ветрового потока, при этом, будет низкой, поскольку на половине пути платформы перемещаются под острым углом к направлению ветра.

Эффективность парусной энергетической установки наземного базирования можно повысить, если состав платформ сделать незамкнутым и изменить характер движения платформ так, как это сделано в парусной энергетической установке [3]. Это означает, что платформы должны двигаться циклично в заданном интервале перемещений и иметь систему изменения положения парусов и систему управления движением платформ для того, чтобы платформы начинали двигаться в противоположную сторону в точках, ограничивающих интервал перемещений платформ. Конструктивные особенности этого варианта парусной энергетической установки позволяют расширить область использования ветроэнергетических установок и сооружать их в тех местах, где энергетические установки традиционного типа не могут использоваться из-за состояния грунта.

Платформа движется под действием аэродинамических сил, действующих на паруса. Важным параметром установки является ее эффективность. Соотношение мощности, развиваемой этой силой, и энергии ветра, поступающей на паруса в единицу времени, определяет коэффициент эффективности. В проведенных нами исследованиях было установлено, что коэффициент эффективности составляет 0,43. Мощность определяется формулой $W = F V$. Величина аэродинамической силы F определяется площадью парусов, которую можно варьировать. V – скорость платформы. Траектория движения платформ выбирается такой, чтобы скорость движения была максимальной при любом изменения направления ветра. В проведенных нами экспериментальной скорости от генератора ветрового потока была 1,8 м/с. Соответственно, рассчитанный коэффициент эффективности был получен при этой скорости ветра.

Особенности наземных парусных ветроэнергетических установок

Разработанные парусные энергетические установки наземного базирования имеют ряд особенностей.

Основными особенностями являются:

- 1) модульность конструкции обеспечивает возможность изменять технические параметры, например, варьировать мощность в зависимости от требований, монтировать установку в месте эксплуатации обычными автокранами и другой передвижной автотехникой;

2) простота конструкции установки. Типовые элементы платформ, свай и др., отсутствие сложных и дорогих электронных компонентов, технически сложных элементов и т.д., значительно удешевляет производство;

3) работа установки может быть автоматизирована различными способами;

4) удобная логистика – из-за модульности и особенностей конструкции (простота всех составляющих) она может быть доставлена частями на место строительства;

5) установку при необходимости возможно оперативно передислоцировать на другое место с использованием обычных грузовых транспортных средств.

Критерии выбора территорий, перспективных для использования наземных парусных ветроустановок

Было проведено две серии экспериментов. В первой серии экспериментов по разработанной методике проводилось прямое измерение сил, действующих на платформу. Чтобы оценить достоверность полученных результатов была проведена вторая серия экспериментов, в которой величина действующих на платформу сил определялась путем нахождения скоростей движения платформы с грузами разного веса по методике, описанной в статье [11].

Перечисленные выше особенности парусных энергетических ветроустановок наземного базирования позволяют определить критерии для выбора территорий, перспективных для размещения.

Основными критериями будут:

- 1) Наличие оптимального для работы установки ветропотенциала;
- 2) Территории, на которых из-за свойств грунтов строительство традиционных типов ветроустановок невозможно или экономически невыгодно;
- 3) наличие потенциальных потребителей электроэнергии, которую будет вырабатывать наземная парусная ветроустановка.

В качестве примера для изучения возможности строительства наземных парусных ветроустановок можно выбрать территорию Российской Федерации.

Ветропотенциал территории России представлен на Рис. 1. На этой карте показано районирование России по средней годовой скорости ветра [12].

Как известно, при увеличении высоты над поверхностью, скорости ветра повышаются. При строительстве наземных парусных ветроустановок должны учитываться скорости ветра на высотах до 10-15 метров, в зависимости от конструкции и вертикальных размеров парусов. Поэтому при выборе мест строительства ветроустановок данного типа, наиболее информативно использование карт районирования скоростей ветра на высоте 10 метров над поверхностью. На Рис. 2 представлена карта среднегодовой скорости ветра на высоте 10 метров [13].

При выборе мест благоприятных для строительства парусных наземных энергетических установок необходимо учитывать и возможность строительства более экономически выгодных энергоустановок использующих другие возобновляемые источники энергии, в особенности, солнечную энергию. Как известно, конкуренция со стороны солнечных энергоустановок значительно усилилась в последнее десятилетие в связи с резким падением себестоимости солнечных

панелей и другими технологическими инновациями в этой области энергетики. Поэтому, актуально изучение районов с низкими значениями поступающей солнечной радиации при выборе территорий благоприятных для строительства парусных ветроустановок. На Рис. 3 карта суммарной годовой солнечной радиации [13]. Следует отметить высокий гелиопотенциал во всех выделенных территориях, кроме северных (арктических), что при использовании солнечных электростанций может составлять серьезную конкуренцию ветроэнергетике в этих районах.



Рис. 1. Распределение средней годовой скорости ветра на территории России.

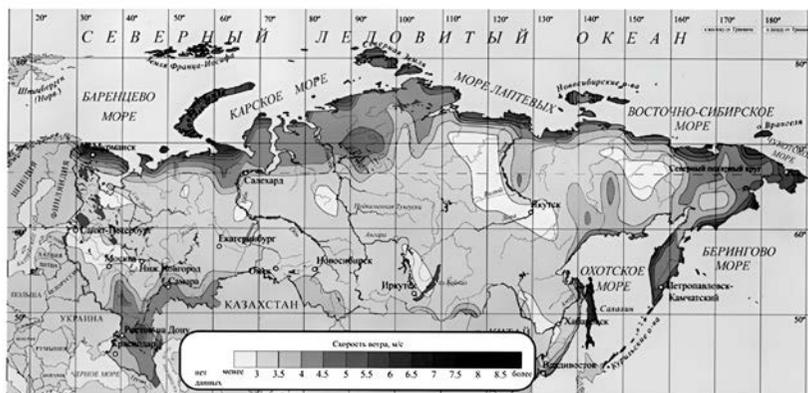


Рис. 2. Среднегодовая скорость ветра высоте 10 м.

Анализ данных распределения скоростей ветра на высоте 10 м (рис. 2) выявляет ряд территорий России более с высоким (выше 5,5 м/с) ветропотенциалом –

той носят массовый характер, вызывая многочисленные технические проблемы освоения и эксплуатации этой зоны.



Рис 4. Карта распространения многолетнемерзлых пород (вечной мерзлоты) на территории России.



Рис. 5. Карта болот на территории России.

На Рис. 4 изображена схема распространения вечной мерзлоты на территории России [17].

Большие площади в России занимают болота и подтопляемые территории. На Рис. 5 изображена карта болот [18].

Болота занимают значительную площадь на территории России – 62,3 млн.га, а с учетом заболоченных земель – около 100 млн.га (1 млн. км²) [11]. Наибольшая заболоченность наблюдается в Западной Сибири – в некоторых частях – до 70 % площадей. Как правило, средняя толщина водно-торфяных слоев северных болот и заболоченных территорий не превышает 10 м., под которыми находятся подстилающие породы обычно ледникового и водно-ледникового происхождения, достаточно прочные чтобы установить на них платформу на сваях. Часто в районах Крайнего Севера под заболоченными территориями и мелководными озерами находятся многолетнемерзлые грунты.

Парусные ветроэнергетические установки наземного базирования можно эффективно использовать как по берегам рек севера Европейской части страны, Сибири, Дальнего Востока, так и на островах в низовьях, дельтах этих рек для снабжения небольших энергопотребителей, в тех районах где не наблюдается катастрофических паводковых, селевых и штормовых явлений.

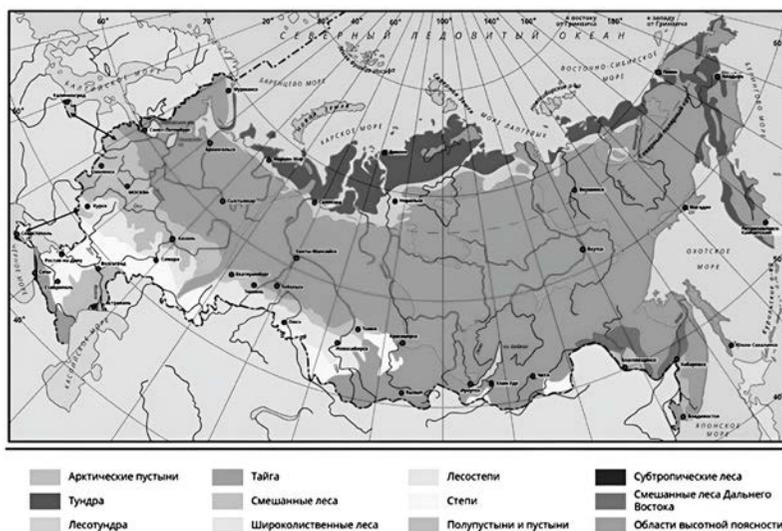


Рис 6. Карта (схема) распространности пустынь и полупустынь в РФ.

Высокий ветропотенциал наблюдается на арктических островах, территориях вдоль берегов морей Северного Ледовитого от Мурманской области до Чукотки и Тихого океанов, Курильских островов и Сахалина, Камчатки. Среднегодовые скорости ветра весьма значительны – 5-7,5 м/с, а в ряде мест, например, на Земле Франца-Иосифа, Чукотке и др. – свыше 8,5 м.с. Такие природные особенности заполярных, особенно севернее 70° с.ш., территорий, как полярная ночь

зимой, малое число солнечных дней, и, как следствие, малое количество поступающей солнечной энергии на поверхность - менее $1,5 \text{ кВт ч/м}^2$ в день (Рис. 2), на позволяет использовать солнечные электростанции. При этом, характеристики ветрового режима этих территорий наиболее благоприятны для использования ветроэнергетических установок различных типов, в том числе и парусных.

Значительные территории занимают пустыни, полупустыни, степи (Рис. 6 [19]). Площади, занимаемые в нашей стране пустынями и полупустынями значительно меньше чем площади болот и вечной мерзлоты. Но в ряде субъектах РФ занимают значительные площади. Особенно в Калмыкии, Дагестане, Волгоградский и Астраханской областях. Во всех этих субъектах отмечается высокий ветровой потенциал. В частности, в Республике Калмыкия – 66 млн. кВт.ч [20]. Активное строительство ветропарков и отдельных ветроустановок башенного типа в Калмыкии в последние 20-25 лет в настоящее время практически прекратилось, а работавшие установки в большинстве вышли из строя. Одной из причин является их установка на неустойчивых грунтах. Предлагаемая нами парусная ветроустановка позволяет избежать подобной проблемы при строительстве и эксплуатации энергоустановки.

Важным фактором, влияющим на размещение ветроэнергетических установок является наличие потенциальных потребителей электроэнергии. Такими потребителями могут быть отдельные небольшие административные населенные пункты или отдельные организации.

Большое разнообразие потребителей имеется в северных и арктических регионах, обусловленное отсутствием централизованного электроснабжения на гигантских территориях. Важными потребителями являются военные объекты, погранзаставы, научно-исследовательские экспедиции, в том числе, на дрейфующих льдинах, гидрометпосты в устьях северных рек, арктических островах, в зоне Северного Морского Пути, небольшие населенные пункты, геолого-разведочные партии, золотодобывающие артели, зеро- и рыбопромысловые бригады, крупные стойбища коренных народов и др.

В пустынных районах это, помимо небольших населенных пунктов, сельскохозяйственные артели, животноводческие артели, фермерские хозяйства.

Совокупность рассмотренных факторов определяющих наиболее благоприятные условия для строительства и эксплуатации парусных энергетических ветроустановок показывает возможность использования данных установок на значительной территории Российской Федерации. Наиболее предпочтительными районами по выше приведенным критериям оказываются территории побережий арктических морей и островов.

Выводы

Согласно использованным критериям оценки территории России и методики, были:

1. Определены возможные конструктивные решения, пригодные для использования в различных природных зонах;
2. Установлены факторы отбора территорий на которых можно устанавливать и эффективно эксплуатировать наземные парусные энергоустановки;
3. Определены некоторые территории наиболее благоприятные для строительства наземных парусных ветроэнергетических установок.

Сравнительный анализ рассмотренных регионов Российской Федерации, позволяет опираясь на установленные выше критерии отбора наиболее перспективных для строительства наземных парусных ветроэнергетических установок, сделать вывод о высокой перспективности строительства этого типа ветроустановок в северных районах, особенно на арктических островах и побережьях арктических морей – областях, выделяющихся высоким ветропотенциалом и очень низким потенциалом солнечной энергии, и имеющих потенциальных потребителей для вырабатываемой электроэнергии.

Литература

1. Yachrussia.com/articlts/2016/10/21/ articlts_391.html
2. Чебоксаров В.В., Кузнецов Н.Н. Гибридные ветро-солнечные морские энергетические установки // Строительство и технологическая безопасность. №18 (70), 2020. С.67-81.
3. Патент № 2745173 РФ, МПК В63В 35/44 (2006.01) / Парусная энергетическая установка; № 2020128596, заявл. 2020.08.28 / Чекарев К.В., Дегтярев К.С., Залиханов А.М. – заявители и правообладатели // «Изобретения. Полезные модели». 2021. № 9
4. Чекарев К.В., Залиханов А.М. Катамаран как парусная энергетическая установка: увеличение скоростных характеристик. // Окружающая среда и энерговедение. №2 (10), 2021, с. 96-107.
5. Чекарев К.В., Залиханов А.М., Дегтярев К.С. Парусные энергетические установки. // География возобновляемых источников энергии. ИД «Энергия», М., 2021. С.180-197.
6. Патент № 2125182 РФ, МПК F 03 D 5/04 / Ветроэнергетическая установка; № 96123627/06, заявл. 1996.12.16 / Цыбульников С.И. - заявитель и правообладатель.
7. Чекарев К.В., Залиханов А.М. Парусная энергетическая установка наземного базирования. // Окружающая среда и энерговедение. №2 (14), 2022. С.77-90. <http://jeees.ru/category/journal/2022-2/>
8. Аэродинамика и гидродинамика. sea-man.org/aerodinamuka-parusa
9. <https://inauka.ru/sport/2022/12/13/komanda-novoi-zelandii-ystanovila-rekord-nazemnoi-skorosti-na-vetrodvigateliah/>
10. Берёзкин М.Ю., Залиханов А.М., Чекарев К.В. Парусные энергетические установки: экспериментальные исследования. // Процессы в геосредах. №1, 2023. С.1960-1967.
11. Чекарев К.В., Залиханов А.М., Соловьев Д.А. Автономная парусная энергетическая установка. // Изобретения. Полезные модели. Официальный бюллетень Федеральной службы по интеллектуальной собственности (РОСПАТЕНТ). № 34, 2022.
12. Дегтярев К.С. Возобновляемая энергетика в Калмыкии: опыт, проблемы и перспективы региона. // Сантехника, отопление, кондиционирование. № 7, 2017.
13. Попель О.С., Фрид С.Е., Коломиец Ю.Г., Киселева С.В., Терехова Е.Н. Атлас ресурсов солнечной энергии на территории России. М., 2010.
14. Экологический энциклопедический словарь. ИД «Ноосфера», М., 2002 г., с.388.

15. Федоров В.М., Залиханов А.М., Фролов Д.М. Инсоляционная контрастность как фактор изменения глобального климата Земли. // *Окружающая среда и энергоснабжение*. № 1 (17), 2023. С.44-65.
16. Нефедова Л.В., Соловьев А.А., Соловьев Д.А. Энергетическое обеспечение Арктической зоны России в условиях воздействия глобальных климатических изменений. // в Сб. «Энергоснабжение, география и окружающая среда». ИД «Энергия», М., 2020 г., с. 114.
17. [www//moya-planeta.ru](http://moya-planeta.ru)
18. [www/bibliotekaar.ru/2-6-97-bolota-v-biosfere/16.htm](http://bibliotekaar.ru/2-6-97-bolota-v-biosfere/16.htm)
19. [www/mirvu.ru](http://www.mirvu.ru)
20. Дегтярев К.С., Сангаджиев М.М., Манджиева Т.В. Энергетика на возобновляемых источниках в республике Калмыкия – потенциал, опыт и перспективы. Изд-во КалмГУ. Элиста, 2020, с.16.

ОБ АВТОРАХ

Абдурахманов Борис Маликович – доктор технических наук, старший научный сотрудник, Институт ионно-плазменных и лазерных технологий им. У.А. Арифова, г Ташкент, Республика Узбекистан.

Берёзкин Михаил Юрьевич – кандидат географических наук, старший научный сотрудник научно-исследовательской лаборатории возобновляемых источников энергии географического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова.

Бессель Валерий Владимирович – кандидат технических наук, профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Бутузов Виталий Анатольевич – доктор технических наук, Кубанский государственный аграрный университет им. И.Т. Трубилина.

Бушуев Виталий Васильевич – доктор технических наук, профессор, действительный член Инженерной академии и РАЕН, лауреат премии Правительства РФ в области науки и техники, почетный энергетик СССР, главный научный сотрудник, Объединенный институт высоких температур РАН.

Глазачев Василий Михайлович – магистр кафедры социальной и экономической географии России географического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова.

Дегтярев Кирилл Станиславович – кандидат географических наук, научный сотрудник лаборатории возобновляемых источников энергии географического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова.

Зайченко Виктор Михайлович – доктор технических наук, старший научный сотрудник, Объединенный институт высоких температур РАН.

Залиханов Алим Михайлович – кандидат географических наук, старший научный сотрудник научно-исследовательской лаборатории возобновляемых источников энергии географического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова.

Камаев Ринат Азатович – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Клычев Шавкат Исакович – доктор технических наук, Институт ионно-плазменных и лазерных технологий им. У.А. Арифова, г. Ташкент, Республика Узбекистан.

Любчик Ольга Андреевна – старший преподаватель, Белорусский национальный технический университет, г. Минск, Беларусь.

Махсумов Илхом Бурхонович – кандидат технических наук, Министерство энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан.

Моргунова Мария Олеговна – кандидат экономических наук, научный сотрудник, Объединенный институт высоких температур РАН

Рашидов Юсуф Каримович – доктор технических наук, профессор, Ташкентский архитектурно-строительный университет, г. Ташкент, Республика Узбекистан.

Синюгин Олег Анатольевич – кандидат экономических наук, старший научный сотрудник научно-исследовательской лаборатории возобновляемых источников энергии географического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова.

Узаков Гулом Норбоевич – доктор технических наук, профессор, Каршинский инженерно-экономический институт, г. Карши, Узбекистан.

Чекарев Константин Владимирович – инженер научно-исследовательской лаборатории возобновляемых источников энергии географического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова.

Научное издание

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА
РЕГИОНОВ РОССИИ И СОПРЕДЕЛЬНЫХ СТРАН

Коллективная монография

Под редакцией К.С. Дегтярева

Электронное издание сетевого распространения.

Публикуется в авторской редакции.

Адрес в сети Интернет <https://bookonlime.ru/node/77425>

Опубликовано 24.08.2024.

Издательство «КДУ»: 8(495) 638-57-34. www.kdu.ru

www.bookonlime.ru