



2022
№1(13)

Окружающая среда и энерговедение

Journal of Environmental Earth and Energy Study (JEEES)



<http://www.jeees.ru>

ISSN 2658-6703
(Online)

Окружающая среда и энерговедение

Journal of Environmental Earth and Energy Study (JEEES)

2022 №1(13)

Научный, образовательный, культурно-просветительский сетевой журнал
Scientific, educational, cultural and educational network Journal

Основан в 2018 году,
1-й номер вышел в январе 2019 г.
Выходит четыре раза в год
при научно-информационной поддержке
Географического факультета МГУ
имени М.В. Ломоносова.

Founded in 2018,
The 1st issue was released in January 2019.
Published four times a year with scientific and
information support
Geographical faculty of Lomonosov Moscow
State University.

Зарегистрирован Федеральной службой по надзору в сфере связи,
информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор).

Свидетельство о регистрации Эл № ФС 77 - 74521 от 7 декабря 2018 г.

Индексируется в Научной электронной библиотеке eLIBRARY.RU, Научной электронной библиотеке «КиберЛенинка», Public Knowledge Project, Open Archives Initiative, OpenAIRE



Главный редактор

Залиханов Михаил Чоккаевич, д.т.н., профессор,
академик РАН (МГУ им. М. В. Ломоносова).

Зам. главного редактора

Дегтярев Кирилл Станиславович, к.геогр.н
(МГУ им. М. В. Ломоносова)

Ответственный секретарь

Соловьев Дмитрий Александрович, к.физ.-мат.н.
(ИО РАН).

Редакционная коллегия:

Безруких Павел Павлович, д.т.н., академик-секретарь РИА
(МЭИ)

Березкин Михаил Юрьевич, к.геогр.н (МГУ им. М. В.
Ломоносова).

Бушуев Виталий Васильевич, д.т.н., профессор (ОИВТ РАН).

Гулев Сергей Константинович, д.ф.-м.н., профессор, член-
корреспондент РАН (ИО РАН).

Дегтярев Кирилл Станиславович, к.геогр.н (МГУ им. М. В.
Ломоносова).

Добролюбов Сергей Анатольевич, д.геогр.н., профессор, член-
корреспондент РАН (МГУ им. М. В. Ломоносова).

Зайченко Виктор Михайлович, д.т.н., профессор (ОИВТ РАН).

Залиханов Алим Михайлович, к.геогр.н, (МГУ им. М. В.
Ломоносова).

Киселева Софья Валентиновна, к.физ.-мат. н. (МГУ им. М. В.
Ломоносова).

Красовская Татьяна Михайловна, д.геогр.н., профессор (МГУ
им. М. В. Ломоносова).

Моргунова Мария Олеговна, к.э.н. (KTH Royal Institute of
Technology, Sweden).

Нигматулин Роберт Искадрович, д.ф.-м.н., профессор,
академик РАН (ИО РАН).

Панченко Владимир Анатольевич, к.т.н., доцент (Российский
университет транспорта (МИИТ))

Показеев Константин Васильевич, д.физ.-мат.н., профессор
(МГУ им. М. В. Ломоносова).

Рафикова Юлия Юрьевна, к.геогр.н. (МГУ им. М.В.
Ломоносова)

Соловьев Дмитрий Александрович, к.физ.-мат.н.,
ответственный секретарь (ИО РАН).

Тихунов Владимир Сергеевич, д.геогр.н., профессор (МГУ им.
М. В. Ломоносова).

Адрес редакции:

119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1, к. 19, НИЛ
возобновляемых источников энергии географического
факультета МГУ им. М.В.Ломоносова

Тел./ факс +7 (499) 939-42-57

e-mail: info@jeees.ru

Официальный сайт журнала <http://jeees.ru>

Окружающая

среда и энергетика. 2022 №1(13)

Научный, образовательный, культурно-просветительский
сетевой журнал (периодическое сетевое издание)

Редактор К.С.Дегтярев

Корректор К.Г.Горошкин

Верстка М.Ю.Березкин

Перевод на английский язык

К.С.Дегтярев

Подписан в свет 01.04.2022

Издатель:

Закрытое акционерное общество "Глобализация и
устойчивое развитие. Институт энергетической стратегии"
125009, г. Москва, Дегтярный переулок, д. 9, офис 011.

Тел./факс: +7 (495) 229-4241 доб. 224.

E-mail: guies@guies.ru.

Перепечатка или воспроизведение материалов
номера любым способом полностью или по частям
допускается только с письменного разрешения Издателя.

Учредитель: Соловьев Д.А.

© Редакция журнала

«Окружающая среда и энергетика», 2022

Государственный Рубрикатор НТИ России

(ГРНТИ): 37; 39; 44; 45

Содержание

М.Ю. Березкин, К.С. Дегтярев, О.А. Синюгин

**Подходы к оценке инвестиционных затрат на глобальный
энергетический переход.....4**

В.А. Бутузов

**Современное состояние развития возобновляемой
энергетики России.18**

В.М. Зайченко, Д.А. Соловьев, А.А. Чернявский

**Проблемы и перспективы развития российской
биоэнергетики (часть 2).32**

Л.В. Нефёдова, Ю.Ю. Рафикова

**Проблема оценки рисков использования возобновляемых
источников энергии.48**

В.М. Фёдоров, Е.В. Фёдорова, А.М. Залиханов

**Оценочный прогноз изменений отдельных компонентов
природной среды на основе регрессионной модели62**

Content

M. Berezkin, K. Degtyarev, O. Sinyugin

**An Approach to the Estimation of Investment Costs for the Global
Energy Transition.....4**

V. Butuzov

Modern State of Renewable Energy Development in Russia18

V. Zaichenko, D. Solovyev, A. Chernyavsky

**Problems and prospects for the development of Russian
bioenergy (part 2).....32**

L. Nefedova, Yu. Rafikofa

**The problem of risks assessment in renewable energy in the
studies of the research laboratory for RES of Lomonosov Moscow
State University48**

V. Fedorov, E. Fedorova, A. Zalianov

**Estimative Forecast of Changes in the Individual Components of
Environment based on a regression model.....62**

Подходы к оценке инвестиционных затрат на глобальный энергетический переход

Михаил Юрьевич Берёзкин^[0000-0002-6945-2131]1,2,

Кирилл Станиславович Дегтярев^[0000-0002-1738-6320]1,3

Олег Анатольевич Синюгин^[0000-0001-5874-4342]1,4

¹Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²E-mail: mberezkin@inbox.ru, ³E-mail: kir1111@rambler.ru,

⁴E-mail: olegsinyugin@yahoo.com

Аннотация. В статье содержится оценка инвестиционных затрат, необходимых для перехода к безуглеродной экономике к 2050 г. Расчёты основаны на данных о мировом энергопотреблении и его прогнозе до 2050 г., с допущением, что вся потребность в энергии в мире удовлетворяется только за счет неуглеродных энергоносителей, и об удельных инвестиционных затратах для электростанций разных типов, работающих на неуглеродных источниках. Авторы приходят к выводу, что общие затраты на энергетический переход во всем мире должны составить не менее 120 трлн долларов США, а достижение цели полностью безуглеродной экономики к середине века потребует резкого, в два-три раза, увеличения инвестиций в энергоснабжение по сравнению с современным уровнем, включая ускорение развития гидроэнергетики и атомной энергетики.

Ключевые слова: безуглеродная экономика, энергопереход, инвестиционные затраты, атомная энергетика, гидроэнергетика, ветровая энергетика, солнечная энергетика, возобновляемые источники энергии, неуглеродные источники энергии, регионы мира, энергообеспечение, коэффициент использования установленной мощности

1 Введение

К настоящему времени сделан ряд оценок затрат на переход к безуглеродной экономике к 2050 году. Согласно им, глобальный энергетический переход можно оценить в величину до \$100 трлн [1, 2] и даже до \$150 трлн [3], в том числе \$30 трлн из \$1 трлн в год для США [4] и 100 трлн юаней (\$16 трлн) для Китая [5].

При этом, методика расчётов остаётся нераскрытой. Кроме того, детальные оценки в данном случае неизбежно будут очень сложными из-за необходимости учитывать множество предположений и исходных данных, касающихся технологий, экономики и рынков, региональных различий. Мы, в свою очередь, предлагаем упрощенный способ, дающий предварительную, но достаточно надёжную оценку, основанный на следующих исходных данных и допущениях:

- глобальное энергопотребление и его прогнозы до 2050 года;
- необходимость удовлетворения потребностей в энергии исключительно за счёт электростанций, работающих на неуглеродных источниках (атомных, гидроэлектростанций, ветровых и солнечных электростанций);
- инвестиционные затраты на строительство этих станций в требуемом объёме мощностей, исходя из данных об удельных инвестиционных затратах.

2 Материалы и методы

Мы используем статистические временные ряды ООН, ВР, IRENA, IEA, EIA и других официальных и корпоративных источников по населению мира и его отдельных регионов, энергоснабжения по регионам и источникам, оценки инвестиционных затрат для разных типов электростанций. На основе этих временных рядов мы рассчитываем коэффициенты использования установленной мощности (КИУМ) для разных типов электростанций. Мы также используем собственные прогнозы мирового и регионального энергопотребления. На этой основе мы проводим расчеты мощностей, необходимых для обеспечения мира безуглеродной энергией, и инвестиционных затрат на их строительство.

2.1 Население мира

К 2022 году население мира достигло почти 8 млрд (7,8 млрд) человек. Согласно усредненному прогнозу ООН [6], к 2050 г. население земного шара увеличится на 2 млрд до 10 миллиардов, в том числе:

- 1 млрд в странах Субсахарской Африки, где население удвоится и достигнет 2 млрд;
- 1 млрд в остальном мире, главным образом, в Южной и Юго-Восточной Азии (без Китая и Японии), где население вырастет на 0,8 млрд с 3,4 до 4,2 млрд человек.

2.2 Мировое энергопотребление

В 2019 г. мировое первичное потребление энергии составило около 160 000 ТВтч энергетического эквивалента (14 000 млн т.н.э., или 18 000 млн т.у.т.) [7, 8], в том числе 135 000 ТВтч, или 84 %, за счет ископаемых углеводородов (угля, нефти и газа).

За последние 50 лет в мировой рост энергопотребления внесли свой вклад азиатские страны, прежде всего Китай.

Несмотря на это, сохраняется огромный разрыв в душевом потреблении энергии между регионами мира (табл. 1).

В частности, потребление энергии на душу населения в Северной Америке и Западной Европе, соответственно, в 4-5 и почти 2 раза выше среднего мирового, тогда, как в Субсахарской Африке оно в 7 раз ниже среднего мирового, в Индии – в 3 раза ниже, в Индонезии – более, чем в 2 раза ниже. Соответственно, разница в душевом энергопотреблении между регионами с максимальными и минимальными его значениями достигает 30-35 раз.

Таблица 1. Душевое энергопотребление по основным странам и регионам мира, кВтч

Страна или регион	Население, млн. (2019)	Доля в мировом, %	Потребление энергии, ТВтч (2019)	Доля в мировом, %	На душу населения, кВтч
США	329	4,3%	26 291	16,4%	79 897
Канада	37	0,5%	3 948	2,5%	105 540
Европа (ЕС)	538	7,0%	20 355	12,7%	37 846
Россия	146	1,9%	8 279	5,2%	56 707
другие страны бывшего СССР	148	1,9%	3 703	2,3%	25 090
Китай	1 434	18,6%	39 361	24,5%	27 452
Индия	1 366	17,7%	9 461	5,9%	6 924
Индонезия	271	3,5%	2 475	1,5%	9 147
Япония	127	1,6%	5 187	3,2%	40 889
Другие страны Азии и Северной Африки	1 572	20,4%	26 133	16,3%	16 622
Субсахарская Африка	1 066	13,8%	3 183	2,0%	2 985
Латинская Америка	648	8,4%	10 092	6,3%	15 570
Австралия и Новая Зеландия	30	0,4%	2 035	1,3%	67 865
Всего	7 713	100,0%	160 503	100,0%	20 808

Исходя из этого, можно ожидать, что ключевой тенденцией ближайших десятилетий будет рост энергопотребления (душевого в сочетании с продолжающимся ростом населения) в странах с его минимальными значениями, прежде всего в Субсахарской Африке, Индии и других странах Южной и Юго-Восточной Азии, где жизненно необходимо, прежде всего, экономическое развитие.

Ранее мы сделали прогноз мирового потребления энергии к 2050 г. [9] и пришли к выводу, что его вероятный уровень составит 230 000 – 300 000 ТВтч (в 1,4-1,9 раза больше современного).

Здесь мы используем упрощенный подход, дающий несколько меньшие оценки, используя допущение, что в странах Субсахарской Африки потребление энергии на душу населения вырастет до 10 000 ТВтч при численности населения 2 млрд, а в Индии и Индонезии – до 15 000 ТВтч (уровень современной Латинской Америки), также при населении в 2 миллиарда, когда в остальном мире энергопотребление останется тем же, поскольку постепенное его снижение в западных странах будет уравновешено продолжающимся постепенным ростом в Латинской Америке, Китае и других азиатских странах.

В этом случае совокупное потребление энергии в странах Субсахарской Африки составит 20 000 ТВтч, в Индии и Индонезии – 30 000 ТВтч, что вместе с 145 000 ТВтч в остальном составит 200 000 ТВтч (на 25% больше, чем в настоящее время). Это представляется минимальным ожидаемым уровнем годового потребления энергии к 2050 году и, при оценке затрат на переход к полной «углеродной нейтральности» в мировом масштабе, следует учитывать объём энергопотребления не менее 200 000 ТВтч в год, который должен обеспечиваться исключительно из неуглеродных источников.

2.3 Структура мирового энергопотребления

Структура мирового энергопотребления в 2019 г. представлена в таблице 2 и основана на данных энергетической статистики British Petroleum и МЭА [7, 8].

Его общий объём составил около 160 000 ТВтч. Почти половина этого количества (70 000 – 80 000 ТВтч) используется для производства электроэнергии (с выходом 27 000 ТВтч) и примерно по 25% - непосредственно для транспортных средств и отопления; поскольку часть электроэнергии, в свою очередь, также используется для транспорта и отопления, их итоговые доли будут выше.

В свою очередь, разные по происхождению источники энергии используются различным образом. Нефть как источник энергии используется, главным образом, в качестве транспортного топлива; уголь и газ, в разных пропорциях – для производства электроэнергии, отопления и других энергетических потребностей домохозяйств и производств. Неуглеродные источники, включая атомную, гидроэнергию, ветровую, солнечную энергию используются и могут использоваться, главным образом, для производства электроэнергии. Таким образом, увеличение их использования и развитие неуглеродной энергетики тесно связано с электрификацией экономики в целом.

Таблица 2. Структура мирового потребления и использования энергии, ТВтч (2019)

Источник	Объём, ТВтч	Доля в мировом	Область использования данного энергоносителя
Уголь	43 789	27%	80% - для производства электроэнергии; 20% - для отопления;
Нефть	53 303	33%	В основном для транспорта
Газ	39 039	24%	40% - для производства электроэнергии; 55% - для отопления; менее 5% - для транспорта
Всего углеводороды	136 131	84%	Для производства электроэнергии, транспорта и отопления – по 30%-35%
Атомная энергия	6 925	4%	В основном для производства электроэнергии
Гидроэнергия	10 469	7%	
Другие ВИЭ	8 006	5%	
Всего неуглеродные источники	25 400	16%	
Всего	161 531	100%	До 50% - для производства электроэнергии, по 25% - для транспорта и отопления

2.4 Подходы к расчёту инвестиционных затрат на переход к неуглеродной экономике

Поскольку неуглеродные источники используются в основном для производства электроэнергии, безуглеродная экономика означает, что все необходимое энергообеспечение должно быть основано на электричестве (прямо или через водород, который, в свою очередь, должен быть получен электролизом воды с использованием электричества из неуглеродных источников), так, что электричество в качестве источника должно заменить ископаемое топливо как при производстве электроэнергии, так и при непосредственном использовании для транспорта и отопления. Иными словами, такое же количество энергии – не менее 200 000 ТВтч в год к 2050 году – должно поставляться в виде электроэнергии. В свою очередь, весь данный объем электроэнергии будет производиться исключительно на безуглеродных электростанциях.

Это дает нам упрощенный, но надежный способ оценить стоимость глобального энергетического перехода, по крайней мере, на уровне порядка величин.

Далее мы используем это предположение для расчета глобальных инвестиционных затрат. Мы исходим из допущения, что это количество электроэнергии будет производиться на неуглеродных электростанциях четырех основных типов:

атомной, гидро-, ветровой и солнечной фотовольтаической в равных долях, по 25%, или по 50 000 ТВтч на каждый.

Далее мы рассчитываем требуемые для производства данного количества электроэнергии (50 000 ТВтч в год) мощности электростанций каждого типа, исходя из их среднего для данного типа коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) – показателя интенсивности работы электростанции, рассчитываемого как отношение фактической выработки электроэнергии единицей мощности в единицу времени к максимальной теоретически возможной. Мы используем средние КИУМ за период 2010-2020 гг. для каждого типа электростанций, которые мы рассчитали, сравнивая статистические временные ряды IRENA [10] и IEA [11] для мощностей и статистические временные ряды ВР [7] для производства электроэнергии (табл. 3), используя формулу:

$$Cfi = (Pi / ((Ci + Ci - 1) / 2)) / 8760 \quad (1)$$

где:

- Cfi (%) – КИУМ на i -й год;
- Pi (ГВтч) – производство электроэнергии в году i ;
- Ci (ГВт) – мощность в i -м году;
- $Ci-1$ (ГВт) – мощности в $i-1$;
- $(Ci + Ci - 1) / 2$ – среднее между мощностями в году i и году $i-1$; мы используем его в знаменателе, так как электроэнергия текущего года была произведена на имеющихся мощностях предыдущего года и половине мощностей, запущенных в текущем году (при условии, что они запускались равномерно в течение года);
- 8760 – количество часов в году.

Таблица 3. Расчёты средних КИУМ для разных типов неуглеродных электростанций

Тип ЭС	2010	2011	2012	...	2019	2020	сред.
Установленные мощности на конец года, ГВ							
Атомные	345	348	352	...	392	399	
Гидро-	874	902	931	...	1 135	1 154	
Ветровые	178	216	262	...	593	698	
Солнечные	40	72	102	...	584	710	
Производство электроэнергии, ТВтч							
Атомные		2 653	2 471	...	2 797	2 700	
Гидро-		3 501	3 650	...	4 228	4 297	
Ветровые		440	531	...	1 418	1 591	
Солнечные		65	101	...	708	856	
КИУМ, %							
Атомные		87	81	...	82	78	80%
Гидро-		45	45	...	43	43	44%
Ветровые		26	25	...	29	28	27%
Солнечные		13	13	...	15	15	14%

Далее мы рассчитываем объём мощностей каждого типа, необходимое для производства 50 000 МВтч в год, по формуле:

$$C_r = Pr / (8760 \cdot C_f) \quad (2)$$

где:

- C_r ($10^n \times \text{Вт}$) – требуемые мощности;
- C_f (%) – коэффициент мощности;
- 8760 – количество часов в году.

Затем из этой суммы вычитаем объём уже существующих мощностей и получаем дополнительные мощности, которые требуется построить. Для простоты мы не учитываем (хотя это и занижает реальные затраты) тот факт, что к 2050 году часть существующих мощностей уже будет выведена из эксплуатации и их тоже придется заменять.

Например, для атомной энергетики расчет выглядит следующим образом:

- Требуемая годовая выработка электроэнергии – 50 000 ТВтч;
- КИУМ – 80% (табл.3);
- Требуемые мощности – $50\,000 / (8760 \cdot 80\%) = 7,1$ ТВт (7135 ГВт);
- Мощности, имеющиеся к настоящему времени – 399 ГВт (табл.3);
- Требуемые дополнительные мощности – $7135 - 399 = 6\,736$ ГВт.

Затем мы используем информацию о средних инвестиционных затратах на единицу (\$/кВт) для каждого типа электростанции. Для АЭС использовались данные Всемирной ассоциации ядерной энергии [12, 13], для ВИЭ – данные IRENA [14].

Средние инвестиционные затраты на ядерный энергоблок составляют около \$6000/кВт, или \$6 млрд/ГВт. Итак, общие инвестиционные затраты на дополнительные ядерные мощности составят $6736 \cdot 6000 = 40\,114$ млрд долларов, или 40,1 трлн долларов.

Мы делаем аналогичные расчеты для каждого типа электростанций (АЭС, ГЭС, ВЭС и СЭС), а затем суммируем, чтобы получить общие затраты.

3 Результаты и обсуждение

Итоговое значение инвестиционных затрат на переход к полностью безуглеродному энергообеспечению в глобальном масштабе (табл. 4) составило около \$120 трлн (или примерно \$4 трлн долларов в год к 2050 г. – порядка 4,5% мирового ВВП 2019 г. [15]), что укладывается в диапазон, обозначенный в предыдущих исследованиях.

Заметим, **во-первых**, что в данном случае лучше обозначить не точную цифру, а диапазон \$100-150 трлн примерно из-за очевидной большой неопределенности, зависящей от множества допущений, которые можно разделить на 3 ключевые группы:

- Энергетические потребности и потребление в долгосрочной перспективе;
- Технологии, способные определять объемы энергопотребления;
- Экономические факторы, определяющие изменение цен и инвестиционных затрат.

Также отметим, что при сценариях, предусматривающих рост мирового энергопотребления до 250-300 тыс. ТВт·ч, требуемые инвестиционные затраты на энергетический переход можно оценить уже в \$ 150 – 180 трлн.

Таблица 4. Расчёт глобальных инвестиционных затрат на полное энергообеспечение за счёт неуглеродных источников

Тип ЭС	Треб. пр-во ЭЭ, ТВт·ч	КИУМ, %	Треб. мощн., ГВт	Имеющиеся мощн., ГВт (2020)	Треб. доп. мощн., ГВт	Инвест. затраты, \$/кВт	Всего затраты, \$ млрд
Атомные	50 000	80%	7 135	399	6 736	6 000	40 414
Гидро-	50 000	44%	12 972	1 154	11 818	1 870	22 099
Ветровые	40 000	27%	16 912	698	16 214	1 355	21 970
Солнечные	50 000	14%	40 770	710	40 060	883	35 373
Всего	200 000	40%	77 789	2 961	74 827	1 620	119 856

Во-вторых, денежное измерение в \$100 или \$150 трлн следует рассматривать, скорее, как некое символическое выражение сложности и масштабности проблемы, поскольку главные вопросы в данном случае - реальные, физические ресурсы, которые необходимо получить, и реальные проблемы, которые необходимо решить для энергетического перехода, в частности:

- поиск и выбор территорий для размещения всех неуглеродных генерирующих мощностей, учитывая, что они требуют больших площадей;
- риск образования дефицита материалов с учетом большой материалоемкости оборудования электростанций на основе ВИЭ, в том числе железа, никеля, кобальта, редкоземельных элементов и др.;
- проблемы трудовых ресурсов и рабочих мест, учитывая, с одной стороны, большие потребности в кадрах для работы в неуглеродной энергетике и смежных отраслях; с другой стороны – угроза высокой безработицы из-за вытеснения ископаемых производств;
- экологические проблемы, учитывая, что неуглеродные производства на ранних стадиях их жизненного цикла – от добычи минерального сырья до производства оборудования, не являются экологически чистыми и требуют активной работы горнодобывающей, металлургической, химической, машиностроительной промышленности;

- нестабильность систем возобновляемой энергетики, сильно зависящих от суточных, сезонных, годовых, многолетних и ряда непредсказуемых колебаний погодных и других природных условий;
- отсутствие серийных «неуглеродных» технологических решений, например, для воздушного и морского флота;
- проблемы переработки и утилизации по завершении жизненного цикла (пока этой проблемы практически нет, т.к. около 90% ветровых и солнечных мощностей построено за последние 10-15 лет, но в ближайшие десятилетия она будет нарастать).

Каждый пункт из вышеперечисленного требует дополнительного детального анализа (что лежит за пределами данного исследования), что в конечном итоге может существенно скорректировать оценки затрат на энергопереход и, с большей вероятностью, в сторону повышения.

В-третьих, продолжение в ближайшие десятилетия текущих тенденций означает, что углеродная нейтральность не будет достигнута не только к 2050 году, но и к 2100 году.

Хотя за последние десятилетия неуглеродная энергетика росла высокими темпами, это не привело к существенным изменениям в структуре мирового энергопотребления (рис.1). В 2010 г. доля неуглеродных источников в общемировом энергопотреблении составляла 13,0 %, а к 2020 г. выросла до 16,8 %, т. е. 0,38 % в год. Даже если взять только рост с 15,7% в 2010 г. до 16,8% в 2020 г. (это было бы некорректно, учитывая, что 2020 г. был нетипичным годом тотального экономического спада, связанного с «коронакризисом»), это было бы 1,1% год. В то же время, для углеродной нейтральности к 2050 году нам необходимо заместить более 80% доли ископаемого топлива, то есть скорость этого замещения составит около 2,9% в год – в 3 раза быстрее, чем в настоящее время.

Хотя доля других возобновляемых источников энергии (преимущественно ветровой и солнечной) в 2010-2020 годах выросла с 1,4% до 5,7%, доля гидроэнергетики выросла лишь на 0,4% - с 6,5% до 6,9%, а доля атомной энергии даже упала. с 5,2% до 4,3%.

Кроме того, темпы роста ветровой и солнечной энергии имеют признаки выхода на плато (рис.2).

Теоретически, сохранение высоких темпов роста солнечных электроэнергетических мощностей (34% в год; табл. 5) могло бы компенсировать стагнацию атомной и гидроэнергетики. Но, во-первых, это представляется нереалистичным; во-вторых, доминирование только одного неуглеродного источника (в данном случае - солнечной энергии), вероятно, создаст высокую нестабильность системы энергоснабжения, а также высокую степень неравенства условий энергообеспечения между разными регионами мира с различными природными условиями.

И наконец, в настоящее время среднегодовые глобальные инвестиции в энергообеспечение составляют менее \$ 2000 млрд, с 2016 года - \$1500; в 2020 г. даже меньше [16].

Исходя из нашей оценки, для достижения углеродной нейтральности к 2050 году их необходимо увеличивать до \$ 4000 млрд в год, то есть почти втрое.

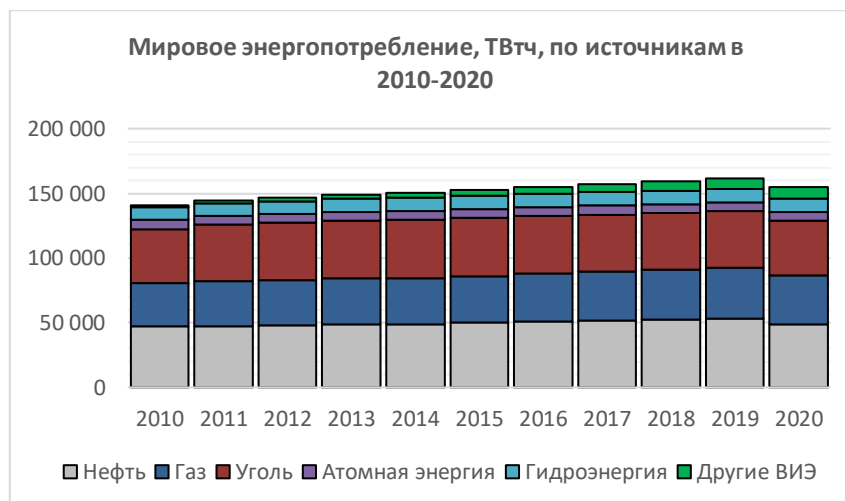


Рис. 1. Мировое энергопотребление по источникам в 2010-2020 гг.

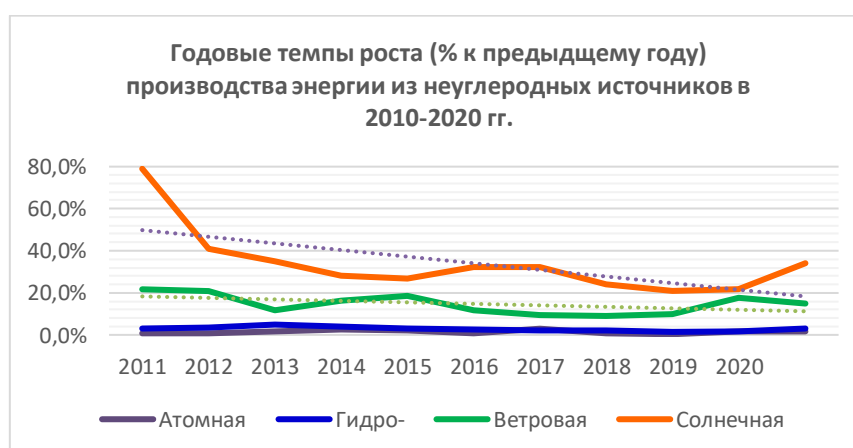


Рис. 2. Годовые темпы роста (% к предыдущему году) производства энергии из неуглеродных источников в 2011-2020 гг.

Это закономерно, поскольку, анализируя инвестиционные затраты [17] и КИУМ возобновляемых и тепловых электростанций в сравнении [18, 19, 20], можно сделать вывод, что последние пока остаются существенно дешевле – при сопоставимых удельных инвестиционных затратах они отличаются в 2-3 раза большей удельной производительностью.

Таблица 5. Сравнение требуемых и фактических темпов роста неуглеродных энергетических мощностей

Тип ЭС	Мощности, ГВт (2020)	Треб. доп. мощности, ГВт	в год (до 2050)	Треб. рост мощностей, % в год	Реальный средний рост 2011-2020	Год, когда мощности достигнут требуемого объема при существующих темпах роста
Атомные	399	6 736	225	9,9%	1,5%	2210
Гидро-	1 154	11 818	394	8,0%	2,8%	2104
Ветровые	698	16 214	540	11,1%	14,7%	2043
Солнечные	710	40 060	1 335	14,3%	34,1%	2034

Таким образом, кардинальное увеличение инвестиций в энергообеспечение для тотального перехода энергетики на безуглеродную основу к середине XXI века выглядит неизбежным.

4 Выводы

Простой способ оценить стоимость глобального перехода энергетики к углеродной нейтральности — это представить необходимое в мировом масштабе энергообеспечение в электрическом эквиваленте, а затем оценить:

1) суммарную мощность неуглеродных электростанций, необходимую для производства данного количества электроэнергии, исходя из их КИУМ;

2) общий объем инвестиций, исходя из данных об удельных капитальных затратах.

Если предположить, что общий объем энергопотребления (электроэнергии) вырастет к 2050 году до 200 000 ТВтч в год, общие затраты в глобальном масштабе составят около \$120 трлн, или около \$4 трлн в год в ближайшие 30 лет. Это потребует дву- или трехкратного увеличения инвестиций в энергоснабжение по сравнению с нынешним уровнем и быстрого ускорения роста АЭС и ГЭС - с нынешних 1,5-2,8% в год до 8-10% в год.

Благодарность

Статья подготовлена в соответствии с госбюджетной темой «Географические основы устойчивого развития энергетических систем с использованием возобновляемых источников энергии» (121051400082-4).

Литература

1. The \$100 Trillion Investment Opportunity In The Climate Transformation. URL: <https://clck.ru/aupT9>, reference date: 09.02.2022
2. Powering the Transition to Net Zero. URL: <https://clck.ru/aupMJ> , reference date: 09.02.2022
3. U.S. Secretary Yellen Puts Climate Change Transition Efforts Topping at \$150 Trillion URL: <https://clck.ru/aupMJ> , reference date: 09.02.2022.
4. Making America Carbon Neutral Could Cost \$ 1 trillion a year. URL: <https://clck.ru/aupd8> , reference date: 09.02.2022.
5. Carbon neutrality to cost 100 trillion yuan. URL: <https://www.china-daily.com.cn/a/202102/01/WS60173bf6a31024ad0baa649c.html> , reference date: 09.02.2022.
6. United Nations. Department of Economic and Social Affairs. Population. URL: <https://clck.ru/aupDm> , reference date: 09.02.2022.
7. BP Statistical Review of World Energy. URL: <https://clck.ru/J884W> , reference date: 09.02.2022.
8. IEA. Data and Statistics. URL: <https://clck.ru/VLiqi> , reference date: 09.02.2022.
9. Дегтярев К.С. Ключевые тенденции потребления энергии в XXI веке. Энергетическая политика — 2021. — № 5. — с. 54–63. DOI: 10.46920/2409-5516_2021_5159_54
10. IRENA Statistics Time Series. URL: <https://clck.ru/aur2N> , reference date: 09.02.2022.
11. Nuclear Power – Analysis – IEA. URL: <https://clck.ru/aur6V> , reference date: 09.02.2022.
12. Economics of Nuclear Power – World Nuclear Association. URL: <https://clck.ru/aur9F> , reference date: 09.02.2022.
13. World Nuclear Generation and Capacity. URL: <https://clck.ru/aurGT> , reference date: 09.02.2022.
14. IRENA. Global Trends. URL: <https://clck.ru/aurJR> , reference date: 09.02.2022.
15. World GDP. 1960-2022. Macrotrends. <https://clck.ru/aurLf> , reference date: 09.02.2022.
16. Global Investment in Energy Supply, 2010-2020. IEA. URL: <https://clck.ru/aurQ6> , reference date: 09.02.2022.
17. Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants. EIA. URL: <https://clck.ru/aurUR> , reference date: 09.02.2022.
18. Average utilization for natural gas combined-cycle plants exceeded coal plants in 2015. EIA. URL: <https://clck.ru/aurXr> , reference date: 09.02.2022.
19. Natural gas combined-cycle plant use varies by region and age. EIA. URL: <https://clck.ru/aurcM> , reference date: 09.02.2022.
20. The Main Parameters of Russian Electricity Production. Ministry of Energy of Russian Federation. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/532> , reference date: 09.02.2022.

References

1. The \$100 Trillion Investment Opportunity In The Climate Transformation. URL: <https://clck.ru/aupT9>, reference date: 09.02.2022
2. Powering the Transition to Net Zero. URL: <https://clck.ru/aupMJ> , reference date: 09.02.2022
3. U.S. Secretary Yellen Puts Climate Change Transition Efforts Topping at \$150 Trillion URL: <https://clck.ru/aupMJ> , reference date: 09.02.2022.

4. Making America Carbon Neutral Could Cost \$ 1 trillion a year. URL: <https://clck.ru/aupd8>, reference date: 09.02.2022.
5. Carbon neutrality to cost 100 trillion yuan. URL: <https://www.china-daily.com.cn/a/202102/01/WS60173bf6a31024ad0baa649c.html>, reference date: 09.02.2022.
6. United Nations. Department of Economic and Social Affairs. Population. URL: <https://clck.ru/aupDm>, reference date: 09.02.2022.
7. BP Statistical Review of World Energy. URL: <https://clck.ru/J884W>, reference date: 09.02.2022.
8. IEA. Data and Statistics. URL: <https://clck.ru/VLiqi>, reference date: 09.02.2022.
9. K. Degtyarev. Key Trends of World Energy Consumption in XXI Century. Energy policy — 2021. — № 5. — pp. 54–63. DOI: 10.46920/2409-5516_2021_5159_54
10. IRENA Statistics Time Series. URL: <https://clck.ru/aur2N>, reference date: 09.02.2022.
11. Nuclear Power – Analysis – IEA. URL: <https://clck.ru/aur6V>, reference date: 09.02.2022.
12. Economics of Nuclear Power – World Nuclear Association. URL: <https://clck.ru/aur9F>, reference date: 09.02.2022.
13. World Nuclear Generation and Capacity. URL: <https://clck.ru/aurGT>, reference date: 09.02.2022.
14. IRENA. Global Trends. URL: <https://clck.ru/aurJR>, reference date: 09.02.2022.
15. World GDP. 1960-2022. Macrotrends. <https://clck.ru/aurLf>, reference date: 09.02.2022.
16. Global Investment in Energy Supply, 2010-2020. IEA. URL: <https://clck.ru/aurQ6>, reference date: 09.02.2022.
17. Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants. EIA. URL: <https://clck.ru/aurUR>, reference date: 09.02.2022.
18. Average utilization for natural gas combined-cycle plants exceeded coal plants in 2015. EIA. URL: <https://clck.ru/aurXr>, reference date: 09.02.2022.
19. Natural gas combined-cycle plant use varies by region and age. EIA. URL: <https://clck.ru/aurcM>, reference date: 09.02.2022.
20. The Main Parameters of Russian Electricity Production. Ministry of Energy of Russian Federation. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/532>, reference date: 09.02.2022.

An Approach to the Estimation of Investment Costs for the Global Energy Transition

Mikhail Berezkin^{1,2}, Kirill Degtyarev^{1,3}, Oleg Sinyugin^{1,4}

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

²E-mail: mberezkin@inbox.ru, ³E-mail: kir1111@rambler.ru,

⁴E-mail: olegsinyugin@yahoo.com

Abstract. The article contains a rough estimate of global investment costs that are required for the global energy transition to zero-carbon economy by 2050. The evaluations are based on the data on global energy supply and its forecast to 2050, assumption that all the global energy needs are to be satisfied only through non-carbon facilities, and data on investment costs per unit for the facilities that use different types of non-carbon energy carriers. The authors conclude that the total costs of the energy transition worldwide are some \$120 trillion, and that achieving the goal of totally non-carbon economy by the middle of the century would require a sharp, two-threefold, increase in investments in energy supply comparatively with the modern level, including acceleration in development of hydro and nuclear energy.

Keywords: non-carbon economy, energy transition, investment costs, nuclear energy, hydro energy, wind energy, solar energy, renewable energy, non-carbon energy sources, world regions, energy supply, capacity factor

Acknowledgment

The article was prepared in accordance with the state budget theme "Geographical foundations of sustainable development of energy systems using renewable energy sources" (121051400082-4).

Современное состояние развития возобновляемой энергетики России

Бутузов Виталий Анатольевич^[0000-0003-2347-9715]

Кубанский государственный аграрный университет им. И.Т. Трубилина, Краснодар, Россия

E-mail: butuzov@newmail.ru

Аннотация. Представлены данные Международного агентства возобновляемой энергетики REN21 и Института экологических технологий АЕЕ ИНТЕС (Австрия). В 2020 году отмечено лидерство гидроэнергетики (1170 ГВт; 4370 ТВт·ч/год); на втором месте ветроэнергетика (743 ГВт; 1743 ТВт·ч/год); далее солнечная энергетика (708 ГВт; 901 ТВт·ч/год); биоэнергетика (602 ТВт·ч/год); геотермальная энергетика (14 ГВт; 947 ТВт·ч/год). В теплогенерации на первом месте энергия биомассы (4323 ТВт·ч/год); солнечные тепловые станции (501 ГВт; 407 ТВт·ч/год); геотермальные станции теплоснабжения (108 ГВт; 284 ТВт·ч/год). В России на 01.01.2021 г. установленная мощность и выработка электрической энергии для всех электростанций страны составляли соответственно: 245,3 ГВт (100%) и 1047 ТВт·ч/год (100%); в том числе ГЭС – 50 ГВт (20,35%), СЭС – 1,7 ГВт (0,7%) и 1,98 ТВт·ч/год (0,8%); ВЭС – 1,03 ГВт (0,42 %) и 1,38 ТВт·ч/год (0,5%). Общая установленная мощность ВЭ РФ составила 52,73 ГВт (21,47%), выработка электрической энергии – 210 ТВт·ч/год (20,1%) при выработке в 2020 г. всеми электростанциями России 1047 ТВт·ч/год (100%). Описано состояние российского рынка возобновляемой энергетики, роль правительства в его формировании и регулировании. Представлены результаты деятельности в 2020 г. малой гидроэнергетики (1182 МВт), солнечного теплоснабжения (70 МВт), геотермальной энергетики (электрогенерации – 84 МВт, 428 тыс. МВт·ч/год; теплогенерации – 110 МВт, 280 тыс. МВт·ч/год), БиоЭС – 65200 МВт·ч/год, биотеплогенерации – 25721 ГВт·ч/год.

Ключевые слова: возобновляемая энергетика, электроэнергетика, теплоэнергетика, гидроэнергетика, ветроэнергетика, геотермальная энергетика, солнечная энергетика, биоэнергетика, возобновляемая энергетика в России, энергетический рынок России.

1 Введение

Развитие возобновляемой энергетики (ВЭ) является одним из ведущих трендов мировой энергетики. В области электрогенерации на основе ВИЭ в 2020 г., по данным Международного агентства возобновляемой энергетики REN21 (www.ren21.net) и Института экологических технологий AEE INTEC (www.aee-intec.at) наибольший вес имеет гидроэнергетика: установленная мощность 1170 ГВт, годовая выработка – 4370 ТВт·ч/год. Для ветроэнергетики эти значения составляют соответственно 743 ГВт и 1743 ТВт·ч/год, для солнечной энергетики – 708 ГВт и 901 ТВт·ч/год, для биоэнергетики выработка электрической энергии составила 602 ТВт·ч/год, для геотермальной энергетики при установленной мощности 14 ГВт, годовая выработка 947 ТВт·ч/год. В области теплоснабжения, по данным тех же организаций на 2020 год, первое место принадлежит теплогенерации на основе энергии биомассы – 4323 ТВт·ч/год. Установленные мощности и выработки тепловой энергии солнечного теплоснабжения составили 501 ГВт и 407 ТВт·ч/год, геотермального теплоснабжения: 108 ГВт и 284 ТВт·ч.

Развитие возобновляемой энергетики в России осуществляется на основании закона № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», поправки в который с 2007 г. до 2021 г. регламентируют сооружение ветроэлектростанций (ВЭС), солнечных электростанций (СЭС), малых гидроэлектростанций (МГЭС) и других видов ВЭ. Статистика установленных мощностей и выработанной электрической энергии электростанциями России в 2020 г представлена в отчете функционирования Системного оператора ЕЭС России АО «СО ЕЭС» (www.so-eps.ru). На 01.01.2021 г. суммарная установленная мощность всех электростанций страны составляла 245,3 ГВт (100%), в том числе гидроэлектростанций (ГЭС) – 50 ГВт (20,35%), солнечных электростанций - 1,7 ГВт (0,7%); ветроэлектростанций - 1,03 ГВт (0,42%). Таким образом, возобновляемая энергетика РФ имела общую установленную мощность – 52,73 ГВт или 21,47 % от суммарной мощности всех электростанций страны. При общей выработке всеми электростанциями за 2020 год 1047 ТВт·ч (100%) возобновляемой энергетикой было произведено 210 ТВт·ч (20,1%), в том числе ГЭС – 207,4 ТВт·ч (98,7%), СЭС 1,98 ТВт·ч (0,8%), ВЭС-1,38 ТВт·ч (0,5%). Официальная статистика по установленной мощности теплогенераторов с использованием ВИЭ и выработанной ими тепловой энергии в 2021 г в России отсутствует. В 2021 г. изменился критерий отнесения ГЭС к малым гидроэлектростанциям. Постановлением Правительства РФ от 01.06.2021 г. № 1446-Р это значение увеличено до 50 МВт.

2 Рынок возобновляемой энергетики

Современный рынок ВЭ создавался с 2007 г. внесением изменений в закон № 35-ФЗ от 26.03.2003 г. «Об электроэнергетике». Постановлением Правительства РФ от 23.01.2015 г. № 47 был определен действовавший до 2021 г. порядок поддержки ВИЭ на оптовом и розничном рынках электроэнергии, а также в территориально изолированных энергорайонах (План «ДПМ-ВИЭ-1,0»). Инвесторы на

оптовом рынке определялись Администратором торговой системы (АТС) на конкурсной основе по двум критериям - капзатратам на 1 кВт, проценту локализации производства и коэффициенту использования установленной мощности (КИУМ). Правительство обязало региональные сетевые компании закупать электроэнергию ВЭ для компенсации до 5 % прогнозируемых потерь в электрических сетях. С победителями конкурса заключались договора с гарантией рентабельности 12 % и с выгодными тарифами на вырабатываемую энергию.

В 2021 г. распоряжением Правительства РФ № 1446-Р от 01.06.2021 г. были внесены новые изменения в закон № 35-ФЗ от 26.03.2003 г. «Об электроэнергетике» с утверждением нового плана «ДПМ-ВИЭ-2,0». Его срок увеличен до 2035 г., а мощность электрогенерации с использованием ветровой, солнечной и малой гидравлической энергии возросла до 12 ГВт. Новым критерием стал показатель эффективности электростанции (одноставочной цены) вместо ранее действовавших удельных капзатрат на 1 кВт мощности. Требования ДПМ-ВИЭ-2,0 предусматривают также возможность изменения установленной мощности, ужесточение требований по изменению местонахождения.

На розничном рынке электрической энергии для регулирования возобновляемой энергетики Постановлением правительства РФ № 1298 от 29.08.2020 г. отбор проектов ВЭ для Схем и программ развития электроэнергетики регионов (СИПР) производится по плановой стоимости 1 МВт·ч (одноставочному тарифу). Сетевые компании обязаны заключать договоры купли-продажи электроэнергии с инвестором ВЭ, включенным в СИПР до ввода электростанции в эксплуатацию.

Для территориально удаленных энергорайонов в 2020 г. Минэнерго РФ разработал план модернизации неэффективных электростанций в 23 регионах страны с общей установленной мощностью 791 МВт, большая часть (70%) которых находится в Якутии, Камчатском и Красноярском краях, Ямало-Ненецком АО. АНО «Агентство Дальнего Востока по привлечению инвестиций и поддержке экспорта» разработало Концепцию по привлечению частных инвестиций в развитие распределенной энергетики на изолированных и труднодоступных территориях. ПАО «РусГидро» в 2020 г. организовало конкурс по развитию распределенной энергетики в Якутии на основе энергосервисных контрактов. Его победителем стало ООО «Комплексные энергетические решения». Договор с ним предусматривает строительство шести солнечно-дизельных электростанций общей мощностью СЭС – 2,3 МВт.

28.09.2021 г. Наблюдательный совет Ассоциации «НП Совет рынка» одобрил разработку системы добровольного использования в России различных видов «зеленых» инструментов для подтверждения производимой электроэнергии на основе ВИЭ взамен двухсторонних договоров и сертификатов международной системы I-REC. С 2018 г. в России уже заключались также свободные двухсторонние договора. В 2021 г. они были подписаны с компанией Procter&Cambal (Тульская область), ПАО «Щекиназот» (Тульская область). Потенциальный рынок таких сертификатов оценивается в 224 млн.МВт·ч.

Перспективы рынка ВЭ в микроэлектрогенерации в ближайшие пять лет оцениваются в 150-200 МВт·ч в год. Законом № 471-ФЗ от 27.12.2019 г. предусмотрена установка микрогенерации в том числе ВЭ у частных и юридических лиц с

возможностью продажи излишек электроэнергии в электросети. Постановлением правительства РФ № 299 от 02.03.2021 г. регламентирован механизм реализации этого закона.

3 Солнечная энергетика

Солнечная энергетика в России развивается по двум основным направлениям: электроэнергетика с прямым преобразованием солнечного излучения в электрическую энергию (фотоэнергетика) и солнечное теплоснабжение. Фотоэнергетика в основном представлена сетевыми СЭС, автономными и солнечно-дизельными СЭС. Россия имеет также развитую космическую солнечную энергетику [3]. В настоящее время лидером возобновляемой энергетики России является сетевая фотоэнергетика. На 01.01.2021 г. установленная электрическая мощность сетевых СЭС составляла 1700 МВт, а за 2020 г. ими было выработано 1,980 ТВт·ч [1]. Основными инвесторами сооружения сетевых СЭС являются ГК «ХЕВЕЛ» (743 МВт), ООО «СОЛАР СИСТЕМС» (365 МВт), ПАО «Т-ПЛЮС» (190 МВт). ГК «ХЕВЕЛ» основное производство фотоэлектрических модулей (ФЭМ) имеет в г. Новочебоксарске в Чувашии. В 2020 г. этот инвестор построил СЭС общей мощностью 189 МВт, в т.ч. в Калмыкии – Малодербетовскую СЭС (45 МВт), третью очередь Яшкульской СЭС (25 МВт), в Саратовской области – Дергачевскую СЭС (25 МВт), в Бурятии Торейскую СЭС (45 МВт), в Омской области – Нововаршавскую СЭС (30 МВт). В 2021 г. введена в эксплуатацию вторая очередь СЭС «Лукойл – Волгоград нефтепереработка» (20 МВт). Вторым по объемам строительства СЭС инвестором в России является ООО «СОЛАР Системс», производство ФЭМ которого расположено в г. Подольске Московской области. В 2020 г. этой организацией были введены в эксплуатацию СЭС общей мощностью 105 МВт, в т.ч. в Волгоградской области СЭС «Светлая» (25 МВт), СЭС «Лучистая» (25 МВт), СЭС «Астерион» (15 МВт); в Башкирии – «Стерлибашевская» СЭС (25 МВт); в Ставропольском крае – шестая очередь Старомарьевской СЭС (15 МВт), СЭС «Медведица» (25 МВт). На третьем месте среди инвесторов ПАО «Т-ПЛЮС». В 2020 г. оно ввело в эксплуатацию в Оренбургской области СЭС «Сатурн» (30 МВт) с двухсторонними фотоэлектрическими модулями.

Солнечное теплоснабжение в отличие от советского периода в современной России практически не развивается [4]. Установленная мощность гелиоустановок в 2020 г. оценивалась около 70 МВт [5]. Исследованиями по этому направлению солнечной энергетике занимаются Объединенный Институт высоких температур (ОИВТ) РАН [6], лаборатория ВИЭ МГУ им. Ломоносова [7], Кубанский государственный аграрный университет [8]. Проектирование гелиоустановок в основном ведут ООО «Новый Полус» (г. Москва), ООО «Энерготехнологии-Сервис» (г. Краснодар). Солнечные коллекторы (СК) производит по полному технологическому циклу, в т.ч. абсорберы, ООО «Новый Полус»: жидкостные плоские и трубчатые вакуумные; воздушные и комбинированные СК. АО «ВПК

«НПО Машиностроения» производит сборку жидкостных плоских СК «Сокол-Эффект» из импортных комплектующих с медными и алюминиевыми абсорберами.

4 Ветроэнергетика

В России в настоящее время развитие получили преимущественно сетевые ВЭС. В небольшом количестве сооружаются ветродизельные станции (ВДС) и малые ветроэлектрические установки (ВЭУ) единичной мощностью до 50 кВт. На 01.01.2021 г. по данным [1] суммарная установленная мощность сетевых ВЭС составляла 1030 МВт, а выработка электрической энергии за 2020 год – 1,38 ТВтч. Тремя основными инвесторами на рынке ветроэнергетики являются: Фонд развития ветроэнергетики (ФРВ), АО «НоваВинд», партнерство ПАО «ЭНЕЛ-РУС» и формы «Симменс-Гамеса». Учрежденный УК «РосНАНО» и ПАО «Фортум» ФРВ взял за основу редукторную схему ВЭУ датской фирмы «Vestas» и с 2019 г. развернул производство гондол в г. Нижний Новгород, лопастей в г. Ульяновске, башен в г. Таганроге. На 01.01.2021 г. ФРВ построил ВЭС общей мощностью 599 МВт. В 2020 г. им были в Ростовской области построены Каменская (100 МВт), Сулинская (100 МВт), Гуковская (100 МВт), первая очередь Казачей ВЭС (50 МВт); в Калмыкии – Салынская (100 МВт) и Целинская ВЭС (100 МВт). В 2021 г. велось строительство ВЭС в Волгоградской и Астраханской областях общей мощностью 445 МВт. До 2024 г. ФРВ планирует строительство ВЭС суммарной мощностью 1800 МВт.

Вторая по объемам сооружения ВЭС компания АО «НоваВинд», утвержденная ГК «Росатом» имеет базовую безредукторную конструкцию датской фирмы «Lageway». Она с 2020 г. организовала производство генераторов, гондол, ступиц, обтекателей на заводе «Атоммаш» в г. Волгодонске, а башен на заводе «Ветростройдеталь» в том же городе. В 2020 г. АО «НоваВинд» построило – Адыгейскую ВЭС мощностью 150 МВт, а в 2021 г. самую мощную на 01.10.2021 г. российскую ВЭС - Кочубеевскую в Ставропольском крае мощностью 201 МВт. До 2024 г. АО «НоваВинд» планирует сооружение ВЭС суммарной мощностью 1000 МВт.

Третье по объемам строительства ВЭС - Партнерство ПАО «ЭНЕЛ-РУС» и фирмы «Симменс-Гамеса» за основу приняло редукторную схему ВЭС фирмы «Симменс-Гамеса» и в 2019 г. организовало сборочное производство в г. Санкт-Петербурге. На 01.01.2021 г. Партнерство построило ВЭС общей мощностью 90 МВт, а до 2024 г. планирует сооружение 300 МВт ВЭС.

В северных и труднодоступных районах в составе изолированных энергосистем работают ветродизельные станции (ВДС) [9]. В Камчатском крае на острове Беринга с 1996 г. эксплуатируется Никольская ВЭС мощностью 550 кВт, на Камчатке работает Усть-Камчатская ВДС мощностью 1175 кВт и с 2013 г. Октябрьская мощностью 3300 кВт. На Курильском острове Кунашир с 2015 г. успешно эксплуатируется Новиковская мощностью 450 кВт. В Якутии в пос. Тикси в 2018

г. построена ВДС мощностью 900 кВт. В изолированных энергосистемах работают сотни малых ВЭУ единичной мощностью менее 50 кВт отечественного и зарубежного производства. В России такие ВЭУ разрабатывают и выпускают около десятка частных фирм. Особенности их конструкций приведены в статье [10]. Российская научная ветроэлектрическая школа выполнила исследования ветроэнергетического потенциала страны. Для сооружения сетевых ВЭС эту работу ведет в т.ч. д.т.н. В.Н.Николаев [11]. Для ВДС в Арктике, в условиях ограниченной климатической информации разработкой арктических ВЭУ занимается д.т.н. В.В.Елистратов [12]. Разработкой малых ВЭУ занимается к.т.н. С.В.Грибков [10]. Исследования работы ВЭС и ВДС в составе энергосистем выполняет д.т.н. П.В. Илюшин [13].

5 Малая гидроэнергетика

В Справочнике [14], подготовленном ПАО «РусГидро» и Ассоциацией «Гидроэнергетика России» по состоянию на 01.01.2018 г. представлены полный перечень всех гидроэлектростанций страны, в том числе единичной установленной мощностью менее 50 МВт, относимых по Постановлению правительства РФ от 01.06.2021 г. к малым ГЭС (МГЭС). 203 МГЭС имеют общую установленную мощность 1182 МВт, в том числе 20 станций мощностью от 25 до 50 МВт суммарно 700 МВт, 102 МГЭС мощностью от 10 до 25 МВт (суммарно 287 МВт), 81 МГЭС мощностью до 10 МВт (суммарно 153 МВт). По данным Отчетов о функционировании ЭЭС России, подготовленных Системным оператором (www.sops.ru) за 2018-2020 гг. в 2020 г. введены в эксплуатацию МГЭС общей мощностью 20,85 МВт: Усть-Джегутинская (5,6 МВт), Верхнебалкарская (10 МВт), Барсуковская (5,25 МВт). Таким образом, на 01.07.2021 г. суммарная установленная мощность российских МГЭС составляла 1182 МВт. При реализации плана «ДПМ-ВИЭ-1,0» на конкурсном отборе в 2020 г. были отобраны проекты МГЭС общей мощностью 45,6 МВт, из которых на 01.07.2021 г. было введено 21 МВт. В 2021 г. велось строительство четырех МГЭС: в Карачаево-Черкессии (Красногодская № 1, № 2); в Кабардино-Балкарии (Псыгансу), в Чечне (Башенная), с суммарной установленной мощностью 70 МВт. После утверждения в 2021 г. программы «ДПМ-ВИЭ-2,0» основными инвесторами МГЭС являются: ПАО «РусГидро» (100 МВт), АО «Норд Гидро» (48,8 МВт); ООО «Южэнергострой» (23,7 МВт); АО «Энергомаш» (16 МВт), ПАО «ТГК-1» (16,5 МВт); En+Group (8,1 МВт).

Проектирование и строительство МГЭС в России в основном выполняют ПАО «РусГидро» (г. Москва), МНТО «ИНСЭТ» (г. Санкт-Петербург). Последнее предприятие разработало типоразмерный ряд гидроагрегатов для мини и малых ГЭС единичной мощностью до 6,0 МВт и микро ГЭС мощностью от 10 до 100 кВт и, таким образом, выполняет комплекс работ по созданию малых ГЭС: разработку бизнес-планов, ТЭО, проектной документации, монтаж, пуско-наладку. С 1993 г. МНТО «ИНСЭТ» было построено 92 малых ГЭС с 200-ми гидроагрегатами суммарной установленной мощностью 23 МВт в том числе в России: 33

станции общей мощностью 11 МВт. Заказчикам поставлено для монтажа собственными силами 170 комплектов МГЭС единичной мощностью до 330 кВт с гидроагрегатами пропеллерного типа. Всего МНТО «ИНСЭТ» разработало и производит пять типоразмеров гидроагрегатов с пропеллерными турбинами мощностью от 100 до 1800 кВт, четыре типоразмера гидроагрегатов с радиально-осевыми турбинами мощностью от 550 до 5600 кВт, четыре типоразмера гидроагрегатов с ковшовыми турбинами мощностью от 145 до 6000 кВт.

В 2019-2020 гг. обществом были выполнены обследования и подготовлены технические предложения по восьми российским МГЭС общей мощностью 15 МВт, разработаны ТЭО сооружения МГЭС мощностью 2 МВт на Курильском острове Парамушир, три проекта реконструкции МГЭС, введены в эксплуатацию восемь гидроэлектростанций, в том числе для Мосводоканала и питьевого водовода в Адыгее.

6 Геотермальная энергетика

В России развитие получили как геотермальные электростанции (ГеоЭС), так и геотермальное теплоснабжение. Разведанные запасы четырех геотермальных пароводяных месторождений оцениваются в 40,7 тыс.м³/сут., а 62 геотермальных водяных – в 268,2 тыс. м³/сут. [15]. В 2019 г. в стране эксплуатировались четыре пароводяных и 26 водяных месторождений, на которых работали 161 геотермальная скважина. Добыча геотермального пара в 2020 г. составляла 12,6 млн. т/год, а геотермальной воды 20,2 млн. м³/год [16]. Установленная мощность российских ГеоЭС составляет 84 МВт, а выработка электрической энергии в 2020 г. – 0,421 ТВт·ч/год. Геотермальное теплоснабжение России имеет суммарную установленную мощность 110 МВт, а выработка тепловой энергии в 2019 г. составляла 280 тыс. МВт·ч/год [16].

Исследованиями геотермальных ресурсов в основном занимаются Институт вулканологии и сейсмологии Дальневосточного научного института РАН в г. Петропавловск-Камчатский [17] и Институт проблем геотермии и возобновляемой энергетики ОИВТ РАН в г. Махачкале [18]. Добычей геотермальных ресурсов на Камчатке занимаются АО «Тепло Земли» (г. Петропавловск-Камчатский), в Дагестане – ООО «Геоэкопром» (г. Махачкала), в Краснодарском, Ставропольском краях, в Адыгее – АО «Нефтегазгеотерм» (пос. Мостовской, Краснодарский край).

Исследованиями по созданию ГеоЭС в России занимается ООО «Геотерм-М» (г. Москва), а разработкой и изготовлением оборудования для них АО «Калужский турбинный завод» [19]. Компетенциями по проектированию геотермального теплоснабжения обладают ООО «Геотерм-М» и ООО «Энерготехнологии-Сервис». Эксплуатацию ГеоЭС осуществляют филиал «Возобновляемая энергетика» ПАО «Камчатскэнерго», а геотермального теплоснабжения на Камчатке АО «Тепло Земли», в Дагестане – ООО «Геоэкопром» [20].

7 Биоэнергетика

Закон № 35-ФЗ от 21.02.2003 г. «Об электроэнергетике» в редакции от 29.12.2017 г. предусматривает использование ВИЭ в т.ч. биомассы, включающей в себя специально выращенные для получения энергии растения, в т.ч. деревья, а также отходы производства и потребления, за исключением отходов, полученных в процессе использования углеводородного сырья и топлива; биогаз; газ, выделяемый отходами производства и потребления на свалках таких отходов; газ, образующийся на угольных шахтах.

В новом плане развития возобновляемой энергетики до 2035 г. (ДПМ ВИЭ 2,0), утвержденным Постановлением правительства РФ от 01.06.2021 № 1446-Р не установлены задания по генерации электроэнергии на основе биомассы. По результатам 2020 г. Ассоциации «НП Совет рынка» (www.np-sp.ru) в 2020 г. выработка электроэнергии на БиоЭС на оптовом и розничном рынках, подтвержденных сертификатами, составила 65,2 ГВт·ч/год, в т.ч. на основе биомассы и ее отходов – 39,03 ГВт·ч/год; биогаза – 25,06 ГВт·ч/год; свалочного газа – 1,15 ГВт·ч/год. По установленной мощности БиоЭС обобщенные данные отсутствуют. В перечне квалифицированных объектов Минэнерго РФ (www.minenergo.gov.ru), на 01.10.2021 г. работающих на основе биомассы и отходов указана только МиниТЭЦ «Белый Ручей» в Вологодской области, установленной электрической мощностью 6 МВт и тепловой – 49 МВт, работающая на отходах древесины. С 2009 г. в городах Морозовск и Миллерово Ростовской области работают две МиниТЭЦ мощностью по 6 МВт, с сжиганием лузги подсолнечника. В указанном перечне Минэнерго РФ приводятся данные только двух БиоЭС на основе сжигания биогаза. Работающая с 2012 г. биогазовая станция (БГС) «Байцуры» мощностью 1 МВт построена в селе Грузкое Белгородской области. В той же области в Лучковском сельском поселении работают две БГС мощностью 3,6 МВт. В числе квалифицированных объектов также БиоЭС на свалочном газе полигона ТБО в пос. Новый Свет Ленинградской области.

Для теплоснабжения в России применяются в основном следующие виды биомассы: дрова, отходы древесины и сельскохозяйственного производства. Согласно Стратегии развития лесного комплекса РФ до 2030 [21] в 2019 г. в стране было заготовлено 14 млн. плотных м³ дров. При их удельном весе 650 кг/м³ общий вес составил 9,1 млн.т. При средней теплотворной способности дров 4,5 кВт·ч/кг и КПД их сжигания в печах и котлах 60% общее количество тепловой энергии в 2019 г. составило 25 тыс. ГВт·ч/год. По данным О. Ракитовой [22] из общего количества отходов лесозаготовки - 23 млн. т и деревопереработки – 20 млн. т для использования в теплоснабжении актуальны топливная щепа, топливные брикеты и пеллеты (топливные гранулы). Топливная щепа в России пока не получила широкого применения. Производством топливных брикетов в 2019 г. в России занимались 280 предприятий с годовым объемом производства 450 тыс. т при внутреннем потреблении 230 тыс. т [23], что при их теплотворной способности близкой к дровам и при КПД сжигания в котлах 76% эквивалентно 645 ГВт·ч/год. Пеллеты (топливные гранулы) в 2019 г. в России производились на

300 заводах в объеме 1,9 млн. т [1] (в 2020 г.-2,2 млн. т [22]) при внутреннем потреблении не более 5% [24]. При их теплотворной способности близкой к дровам и КПД сжигания в котлах 80% общее годовое количество тепловой энергии составляло в 2019 г. 76 ГВт·ч/год. Таким образом, суммарное количество тепловой энергии при сжигании дров, топливных брикетов и пеллет в 2019 г. составило 25721 ГВт·ч/год, при этом доля дров - 97%.

Крупнейшие котельные на древесных отходах работают на заводах швейцарской фирмы «Swiss Kropo» в п. Ветлужный Шарьинского района Костромской области мощностью 96 МВт и шведской фирмы «ИКЕА» в деревне Подберезье Новгородской области мощностью 85,5 МВт [25]. Наибольшее количество котельных на дровах и отходах работают в Архангельской области. В 2019 г. по данным сайта www.infobio там эксплуатировались 650 котельных установленной мощностью 3000 МВт (100%), в т.ч. 420 на дровах общей мощностью 1110 МВт (37%), в которых ежегодно сжигалось 260 тыс. т топлива. В этом регионе работает самая мощная в России пеллетная котельная в пос. Катунино Приморского района мощностью 20 МВт. Древесное топливо активно используется в соседних с Архангельской областью Карелии, Вологодской, Ярославской, Костромской областях. В пос. Импилахти в Карелии ООО «Сетлес» с 2007 г. эксплуатирует котельную со сжиганием древесной коры мощностью 10 МВт с котлами финской компании «Вяртелла». В Хабаровском крае из 400 муниципальных котельных на древесине работают 60 котельных (15%) общей мощностью 107 МВт.

В России технологии сжигания дров и древесных отходов развивались с 1930-х годов в основном двумя научными центрами: ВТИ в г. Москве и ЦКТИ им. Ползунова в г. Санкт-Петербурге [26]. Там были разработаны конструкции котлов с неподвижными и механическими колосниковыми шахтными топками и с факельным сжиганием измельченного топлива. В этих котлах в основном применяются две технологии: прямого сжигания и пиролиза. В 2021 г. в стране котлы на дровах, пеллетах, брикетах, древесных отходах производились десятком заводов. Например, компания «Автоматик-Лес» в г. Коврове Владимирской области (www.avtomaticles.ru) выпускает котлы на опилках, щепе, коре и древесных отходах тепловой мощностью от 200 кВт до 10 МВт; пеллетные автоматизированные котлы мощностью от 15 до 250 кВт, самоочищающиеся пеллетные горелки.

8 Выводы

1. Российский рынок ВЭ в области электрогенерации создан в основном мерами государственного стимулирования по программе «ДПМ-ВИЭ-1» с гарантированными сроками окупаемости. В новом плане «ДПМ-ВИЭ-2» до 2035 г. предусмотрено развитие также как и в предыдущем только СЭС, ВЭС и МГЭС.

В то же время в России успешно работают несколько ГеоЭС, стоимость электроэнергии которых вдвое ниже топливных ТЭС (Мутновская ГеоЭС, Камчатка). Там же разведаны перспективные геотермальные месторождения, выполнены проекты развития ГеоЭС. Одной из проблем реализации плана «ДПМ-ВИЭ-1» являлись низкие темпы строительства МГЭС, что во многом объясняется существенно большей, чем для СЭС и ВЭС доли строительно-монтажных работ в структуре их сметной стоимости

В настоящее время в стране не организован рынок развития теплоснабжения с использованием ВИЭ. Меры государственной поддержки не приняты и не определено министерство, ответственное за эту теплогенерацию. При больших объемах использования древесины и ее отходов для теплоснабжения отсутствует программа развития этого направления. Созданное в России масштабное pelletное производство ориентировано на экспорт, а цены его продукции неконкурентные в большинстве регионов страны. В России исследования по проблемам комплексного использования ВИЭ в народнохозяйственном комплексе практически не ведутся. В малых объемах они выполняются по системам теплоснабжения на основе ВИЭ, а также по EROI (Energy return on investment) – коэффициенту энергетической окупаемости технологий ВЭ.

2. Солнечная энергетика в России представлена в основном сетевыми СЭС. Их установленная мощность в 2020 г. составила 1,7 ГВт, а выработка 1,98 ТВт·ч/год. Россия сохранила свои компетенции в космической солнечной энергетике. Продолжается строительство ФЭС в изолированных северных энергорайонах. Солнечное теплоснабжение представлено наибольшим числом эксплуатируемых гелиоустановок и малым количеством производимых солнечных коллекторов. Недостаточно исследований по опыту эксплуатации сетевых СЭС. Основными инвесторами их сооружения являются ГК «ХЕВЕЛ» (189 МВт в 2020 г) и ООО «СОЛАР СИСТЕМС» (105 МВт в 2020 г). Каждый из них имеет в России производство на основе кристаллического кремния. Требования плана «ДПМ-ВИЭ-1» обеспечило степень локализации производства оборудования не менее 70%.

3. Ветроэнергетика в России уже два года является лидером по темпам развития. Установленная мощность всех ВЭС на 01.07.2021 г. составила 1030 МВт, а выработка электрической энергии за 2020 год – 1380 млн. кВт·ч. Рынок ветроэнергетики освоен в основном тремя инвесторами: ФРВ, АО «НовоВинд», партнерством ПАО «ЭНЕЛ-РУС» и фирмы «Симменс-Гамеса». В основе конструкций ВЭУ – решения западноевропейских лидеров ветроэнергетики. Применяются как редукторные, так и безредукторные схемы ВЭУ. Каждый из указанных инвесторов построил в России заводы, а степень локализации производства в 2021 г. достигла 70%. В стране ограниченное применение получили ветродизельные станции. При большой потребности северных районов в ВЭУ они не получили широкого применения. Российские разработчики и производители малых ВЭС разобщены, отсутствует их крупномасштабное производство. Актуальны исследования результатов эксплуатации сетевых ВЭС.

4. Россия имеет многолетний опыт разработки строительства, эксплуатации и производства оборудования МГЭС. Основным фактором, препятствующим их

дальнейшему развитию является преобладание в сметной стоимости строительно-монтажных работ. Дополнительное стимулирование по программе «ДПМ-ВИЭ-2» уже привело к увеличению инвестиций в сооружении МГЭС общей мощностью 214 МВт.

5. В основе развития геотермальной энергетики разведанные четыре пароводяных месторождения с запасами 40,7 тыс.м³/сут. и 62 геотермальных водяных – 268,2 тыс. м³/сут. Из 161 скважин в 2020 г. были добыты 12,6 млн.т/год геотермального пара и 20,2 млн.м³/год воды. Установленная мощность четырех ГеоЭС составила 84 МВт, а выработка ими электрической энергии в 2019 г. – 428 млн. кВтч/год. Геотермальное теплоснабжение при установленной мощности 110 МВт в 2019 г. обеспечило выработку 280 тыс. МВтч/год тепловой энергии. В 2020-2021 г.г. геотермальная энергетика продолжала использовать советские научные и инженерные разработки. Разведка новых геотермальных месторождений не ведется. В программе «ДПМ-ВИЭ-2,0» до 2035 г. не предусмотрено строительство новых ГеоЭС, отсутствуют меры по развитию геотермального теплоснабжения.

6. При отсутствии мер господдержки биоэнергетики в планах «ДПМ-ВИЭ-1,2» выработка электрической энергии БиоЭС в 2020 г. составила 65,2 ГВт.ч/год, в т.ч. на основе биомассы и ее отходов - 39,03 ГВт.ч/год, биогаза - 25,06 ГВт.ч/год, свалочного газа – 1,15 ГВт.ч/год. Выработка тепловой энергии на основе биомассы в объеме 25721 ГВт.ч/год в 2019 г в основном производилась при сжигании дров (25 тыс. ГВт.ч/год), топливных брикетов 645 ГВт.ч/год, пеллет – 76 ГВт.ч/год. В России имеется многолетний опыт исследования топочных процессов при сжигании дров и древесных отходов. Десятки заводов производят такие котлы и вспомогательное оборудование, в т.ч. пеллетные котлы и пеллетные горелки. В программе «ДПМ-ВИЭ-2,0» отсутствуют мероприятия по стимулированию строительства БиоЭС на основе биомассы. В России в настоящее время не разработаны мероприятия по стимулированию развития теплоснабжения с использованием ВИЭ.

Литература

1. Отчет АО «СО ЕЭС» о функционировании в 2020 г. (www.so-ups.ru).
2. Информационный бюллетень АРВЭ. Рынок возобновляемой энергетики в России: текущий статус и перспективы развития. Июль. 2021. 43 с.
3. Бутузов В.А. Фотоэнергетика в России // СОК (Сантехника, отопление, кондиционирование). 2020. №7. С. 46-54
4. Бутузов В.А. Солнечное теплоснабжение. Опыт столетнего развития // Промышленная энергетика. 2020. №4 С. 52-63
5. Бутузов В.А. Эксплуатация российских гелиоустановок // Энергосбережение. 2021. №1. С. 64-67
6. Попель О.С., Фортов В.Е. Возобновляемая энергетика в современном мире. М.: Изд. дом. МЭИ. 2015. 450 с.
7. Дегтярев К.С. Экономика возобновляемой энергетики в мире и в России // СОК (Сантехника, отопление, кондиционирование). 2017. №9. С. 80-87

8. Бутузов В.А., Бутузов В.В. Использование солнечной энергии для производства тепловой энергии. -М.: Интеэнерго-Издат. 2015. 314с.
9. Бутузов В.А., Безруких П.П., Грибков С.В. Российская ветроэнергетика: научно-конструкторские школы, этапы развития, перспективы // СОК (Сантехника, отопление, кондиционирование). 2021. № 5. С. 62-76
10. Грибков С.В. Ветро-солнечно-дизельные комплексы электроснабжения малой мощности как основа развития ВИЭ в России. Потребители и перспективы развития как отрасли / Труды REENCOM 13-14 октября 2016 г.
11. Николаев В.Г. Перспективы развития возобновляемых источников энергии в России. Результаты проекта TACIS Europe Aid/11695/clsv/ru/ Николаев В.Г., Ганата, С.В., Кудряшв Ю.И. / Под ред. В.Г. Николаева. М.: Изд. «Атмограф». 2009. 456с.
12. Елистратов В.В. Возобновляемая энергетика. 3-е издание. СПб. Изд. Политех. университета. 2016. 424с.
13. Илюшин П.В. Перспективы применения и проблемные вопросы интеграции распределительных источников энергии в электрические сети. Монография. НТФ. «Энергопрогресс». 2020. 116с.
14. Дворецкая М.И., Жданова А.П., Лушников О.Г., Слива И.В. Возобновляемая энергетика. Гидроэлектростанции России. Справочник. Под. общей ред. В.В. Берлина. СПб. Изд. Политех. университета. 2018. 224с.
15. Кононов В.И., Поляк Б.Г., Хуторской М.Д. Гидрогеотермальные ресурсы России // Георесурсы. 2005. № 2. С. 29-33
16. Бутузов В.А., Томаров Г.В., Алхасов Г.Б., Бадавов Г.Б. Геотермальная энергетика России: Ресурсная база, электроэнергетика, теплоснабжение (обзор) // Теплоэнергетика. 2021. № 12. С. 1-15
17. Кирюхин А.В. Сугробов В.М. Геотермальные ресурсы Камчатки и ближайшие перспективы их освоения. // Вулканология и сейсмология. 2019. № 6. С. 50-65
18. Алхасов А.Б. Технологии комплексного освоения геотермальных ресурсов Северо-Кавказского региона // Теплоэнергетика. 2018. № 3. С.1-5
19. Геотермальная энергетика. Справочно-методические издания / Г.В.Томаров, А.И. Никольский, В.Н.Семенов, А.А.Шипков. -М.: Интехэнерго-Издат. 2015. 315с.
20. Бутузов В.А., Амерханов Р.А., Григораш О.В. Геотермальное теплоснабжение в России // Теплоэнергетика. 2020. № 3. С. 3-12
21. Распоряжение Правительства РФ № 312-Р от 11.02.2021 г. «Об утверждении Стратегии развития лесного комплекса РФ до 2023 г.»
22. Ракитова О. Каким быть топливу будущего? Конгресс и выставка «Биомасса: топливо и энергия»// Леспром. Журнал профессионалов ЛПК. 2020. № 3.
23. Талиби А., Забелин А. Топливные брикеты. Рынок расчет // Леспром. Журнал профессионалов ЛПК. 2019. № 7.
24. Никольская В. Инновационная поляница. Дрова – устаревший товар или современное топливо?// Леспром. Журнал профессионалов ЛПК. 2019. № 5
25. Караевич В.А.. Перспективы использования ВИЭ для нужд теплоснабжения в регионах РФ // СОК (Сантехника, отопление, кондиционирование) 2021. № 5. С. 56-58
26. Рябов В.А. Питун Д.С. Водогрейные котлы для сжигания древесных отходов // Новости теплоснабжения. 2020. № 2. С. 21-24

References

1. Otchet AO «SO EES» o funkcionirovanii v 2020 g. (www.so-ups.ru).

2. Informacionnyj byulleten' ARVE. Rynok vozobnovlyaemoj energetiki v Rossii: tekushchij status i perspektivy razvitiya. Iyul'. 2021. 43 s.
3. Butuzov V.A. Fotoenergetika v Rossii // SOK (Santekhnika, otoplenie, kondicionirovanie). 2020. №7. S. 46-54
4. Butuzov V.A. Solnechnoe teplosnabzhenie. Opyt stoletnego razvitiya // Promyshlennaya energetika. 2020. №4 S. 52-63
5. Butuzov V.A. Eksploatatsiya rossijskih gelioustanovok //Energoberezhenie. 2021.№ 1. S. 64-67
6. Popel' O.S., Fortov V.E. Vozobnovlyaemaya energetika v sovremennom mire. M.: Izd. dom. MEI. 2015. 450 s.
7. Degtyarev K.S. Ekonomika vozobnovlyaemoj energetiki v mire i v Rossii // SOK (Santekhnika, otoplenie, kondicionirovanie). 2017. №9. S. 80-87
8. Butuzov V.A., Butuzov V.V. Ispol'zovanie solnechnoj energii dlya proizvodstva teplovoj energii. -M.: Inteenergo-Izdat. 2015. 314s.
9. Butuzov V.A., Bezrukih P.P., Gribkov S.V. Rossijskaya vetroenergetika: nauchno-konstruktorskie shkoly, etapy razvitiya, perspektivy // SOK (Santekhnika, otoplenie, kondicionirovanie). 2021. № 5. S. 62-76
10. Gribkov S.V. Vetro-solnechno-dizel'nye komplekсы elektrosnabzheniya maloj moshchnosti kak osnova razvitiya VIE v Rossii. Potrebiteli i perspektivy razvitiya kak otrasli / Trudy REENCOM 13-14 oktyabrya 2016 g.
11. Nikolaev V.G. Perspektivy razvitiya vozobnovlyaemyh istochnikov energii v Rossii. Rezul'taty proekta TACIS Europe Aid/11695/clsv/ru/ Nikolaev V.G., Ganata, S.V., Kudryashrv YU.I. / Pod red. V.G. Nikolaeva. M.: Izd. «Atmograf». 2009. 456s.
12. Elistratov V.V. Vozobnovlyaemaya energetika. 3-e izdanie. SPb. Izd. Politekh. universiteta. 2016. 424s.
13. Ilyushin P.V. Perspektivy primeneniya i problemnye voprosy integracii raspredelitel'nyh istochnikov energii v elektricheskie seti. Monografiya. NTF. «Energoprogress». 2020. 116s.
14. Dvoreckaya M.I., Zhdanova A.P., Lushnikov O.G., Sliva I.V. Vozobnovlyaemaya energetika. Hidroelektrostantsii Rossii. Spravochnik. Pod. obshchej red. V.V. Berlina. SPb. Izd. Politekh. universiteta. 2018. 224s.
15. Kononov V.I., Polyak B.G., Hutorskoj M.D. Hidrogeotermal'nye resursy Rossii // Georesursy. 2005. № 2. S. 29-33
16. Butuzov V.A., Tomarov G.V., Alhasov G.B., Badavov G.B. Geotermal'naya energetika Rossii: Resursnaya baza, elektroenergetika, teplosnabzhenie (obzor) // Teploenergetika. 2021. № 12. S. 1-15
17. Kiryuhin A.V. Sugrobov V.M. Geotermal'nye resursy Kamchatki i blizhajshie perspektivy ih osvoeniya. // Vulkanologiya i seismologiya. 2019. № 6. S. 50-65
18. Alhasov A.B. Tekhnologii kompleksnogo osvoeniya geotermal'nyh resursov Severo-Kavkazskogo regiona // Teploenergetika. 2018. № 3. S.1-5
19. Geotermal'naya energetika. Spravochno-metodicheskie izdaniya / G.V.Tomarov, A.I. Nikol'skij, V.N.Semenov, A.A.Shipkov. -M.: Intekhenergo-Izdat. 2015. 315s.
20. Butuzov V.A., Amerhanov R.A., Grigorash O.V. Geotermal'noe teplosnabzhenie v Rossii // Teploenergetika. 2020. № 3. S. 3-12
21. Rasporyazhenie Pravitel'stva RF № 312-R ot 11.02.2021 g. «Ob utverzhenii Strategii razvitiya lesnogo kompleksa RF do 2023 g.»
22. Rakitova O. Kakim byt' toplivu budushchego? Kongress i vystavka «Biomassa: toplivo i energiya»// Lesprom. ZHurnal professionalov LPK. 2020. № 3.
23. Talibi A., Zabelin A. Toplivnye brikety. Rynok raschet // Lesprom. ZHurnal professionalov LPK. 2019. № 7.

24. Nikol'skaya V. Innovacionnaya polyanica. Drova – ustarevshij tovar ili sovremennoe toplivo? // Lesprom. Zhurnal professionalov LPK. 2019. № 5
25. Karaevich V.A.. Perspektivy ispol'zovaniya VIE dlya nuzhd teplosnabzheniya v regionah RF // SOK (Santekhnika, otoplenie, kondicionirovanie) 2021. № 5. S. 56-58
26. Ryabov V.A. Pitun D.S. Vodogrejnnye kotly dlya szhiganiya drevesnyh othodov // Novosti teplosnabzheniya. 2020. № 2. S. 21-24

Modern State of Renewable Energy Development in Russia

Vitaly Butuzov

Kuban' State Agrarian University named after I.T. Trubilin, Krasnodar, Russia

E-mail:butuzov@newmail.ru

Abstract. The article presents the data of International Renewable Energy Agency REN21 and Institute of Environmental Technologies AEF INTEC (Austria). In 2020 in electricity production hydroenergy topped (1170 GW, 4370 TWh), then wind energy (743 GW, 1743 TWh), solar energy (708 GW; 901 TWh), bioenergy (602 TWh), geothermal energy (14 GW; 947 TWh). In heat production biomass comes first (4323 TWh), then solar thermal plants (501 GW, 407 TWh), and geothermal plants (108 GW, 284 TWh). In Russia by 01.01.2021 capacities and electricity generation were respectively: all power plants – 245.3 GW and 1047 TWh/year; hydro plants – 50 GW (20.4%) and 207.4 TWh (19.8%), solar plants – 1.7 GW (0.7%) and 1.98 TWh (0.19%), wind plants – 1.03 GW (0.42%) and 1.38 TWh (0.13%).

The study also describes the state of the Russian market of renewable energy, and the role of the government in its development. There are presented the results of 2020 for small hydro energy (1182 MW), solar thermal (70 MW), geothermal energy (electricity – 84 MW and 428 MWh/year; heat – 110 MW and 280 MWh), bio-generation (electricity – 65.2 GWh and heat – 25.7 TWh).

Key words: renewable energy, electricity production, heat production, hydro energy, wind energy, geothermal energy, solar energy, bioenergy, renewable energy in Russia, Russian energy market.

Проблемы и перспективы развития российской биоэнергетики (часть 2)

Зайченко Виктор Михайлович^{[0000-0002-5979-4234]1,1}, Соловьев Дмитрий Александрович^{[0000-0001-5591-3067]1,3}, Чернявский Адольф Александрович^{[0000-0002-3291-4750]2,4}

¹Объединенный институт высоких температур РАН (ОИВТ РАН),
г. Москва, 125412, Россия,

²ОАО «Ростовтеплопроект», г. Ростов-на-Дону, Россия

¹E-mail: zaitch@oivtran.ru, ³E-mail: solovev@guies.ru,

⁴E-mail: 1936@mail.ru,

Аннотация. В статье рассматриваются современные проблемы и перспективы развития биоэнергетики России. Рассмотрены возможности реализации биоэнергетического потенциала России. Выполнен обзор эффективных технологий термической конверсии биомассы и описаны новые возможности по использованию биотоплива. Публикуется продолжение 1-ой части статьи (см. №4, 2021).

Ключевые слова: биоэнергетика, биогаз, газогенератор, пиролиз

Новые возможности по использованию биотоплива

Ранее мы отмечали, что синтез-газ имеет существенно меньшую теплотворную способность, чем природный газ (см. часть 1 (№4, 2021), п.12 в табл.4). Но, вместе с тем использование биомассы, которую часто можно получать по бросовым ценам или даже вообще бесплатно (в качестве отходов производства), позволяет исключить существенную долю затрат в эксплуатационных издержках - затраты на природный газ. В соответствии с этим почти по всем показателям рассматриваемые два типа малых ТЭЦ практически идентичны и имеют весьма высокие технико-экономические параметры. Это свидетельствует о том, что использование биомассы для обеспечения автономных потребителей электрической и тепловой энергией при предлагаемых методах ее конверсии с использованием когенерационных установок является высокорентабельным.

Твердое биотопливо в мире имеет наибольшее распространение из всех его видов.

Самый распространенный вид твердого биотоплива – дрова и отходы лесопереработки и деревообработки (ветви, сучья, кора, щепа, опилки).

Для производства дров или биомассы часто используются так называемые энергетические леса [8]. Это быстрорастущие породы древесины, кустарников и трав (ива, тополь, эвкалипт, акация, сахарный тростник, кукуруза и др.). В междурядьях из деревьев часто высаживают сельскохозяйственные культуры (комбинированные посадки). Период ротации энергетического леса (от срезания до срезания) составляет 4 – 6 лет.

В настоящее время серийно выпускаются водогрейные и паровые котлы широкого диапазона мощностей, работающие на дровах и отходах древесины. С использованием таких котлов сооружаются водогрейные и отопительные котельные, тепловые паротурбинные электростанции.

Экологические достоинства энергетической древесной биомассы:

- предупреждение эрозии почвы;
- при сжигании биомассы, в атмосферу выделяется только CO_2 , поглощенный при ее росте.

Другой, получающий все большее распространение вид твердого биотоплива – топливные гранулы. К ним относятся различного рода брикеты, пеллеты, таблетки и т.п.

Топливные брикеты - высушенные и брикетированные энергоносители биологического происхождения, например, навоз и биологические отходы с минимальной степенью подготовки к сжиганию (опилки, щепы, кора, лузга, солома, шелуха семян и т.д.).

Производство топливных брикетов – простой технологический процесс, не требующий применения дорогостоящего оборудования. Например, для брикетирования соломы достаточно использовать только два аппарата: измельчитель и брикетный штамп (рис.13). Производительность этого оборудования – до 2 т/ч. Получаемые топливные брикеты (рис.14) по теплотворной способности соответствуют антрацитовому углю при стоимости в 1,5 – 2 раза ниже него

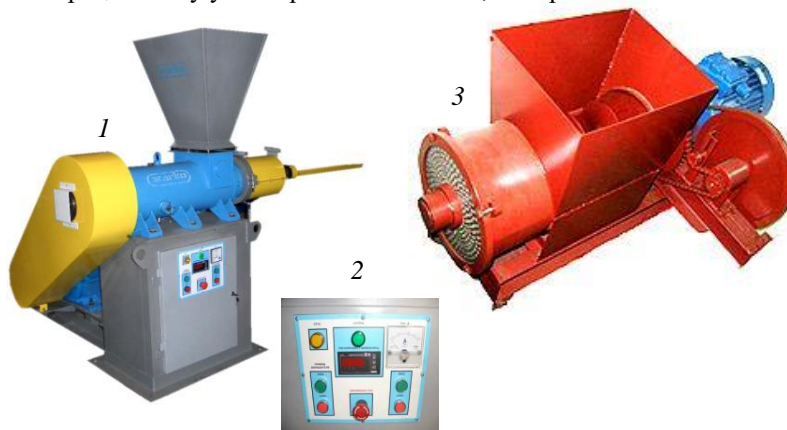


Рис. 13. Оборудование для брикетирования соломы. 1 – брикетный штамп, 2 – пульт управления штампом, 3 – шнековый измельчитель. Источник: данные авторов.



Рис. 14. Общий вид топливных брикетов. Источник: фото авторов.

Разнообразное оборудование для производства брикетов (измельчители, дробилки, рубильные машины, сушилки, установки и линии брикетирования и пр.) серийно выпускает в РФ целый ряд предприятий [9].

Древесные топливные гранулы (ДТГ) - топливный продукт, полученный прессованием древесных отходов (опилок, щепы, коры, некондиционной древесины и др.), соломы, отходов сельского хозяйства (навоза, куриного помета, лузги подсолнечника, ореховой скорлупы, плодовых косточек) и другой биомассы. ДТГ экологически чистое биотопливо, зольность которого не превышает 3 %.

Большое распространение получили ДТГ в виде пеллет (рис.15). В соответствии с информацией Росстата предполагается, что в 2022 году в России годовой объем производства пеллет превысит 2 млн тонн. Динамика выпуска топливных гранул свидетельствует о наращивании объёмов их производства.

В России производство пеллет в основном работает для реализации их, прежде всего, в Швеции и Дании. Отечественные производители обеспечили себе место в топ-5 стран-экспортеров, отгрузив за рубеж, по предварительным оценкам, свыше 2,5млн тонн древесных пеллет в 2021 году. В целом, можно отметить опережающий рост российского экспорта: на +20% ежегодно за последние 5 лет. Для сравнения: в 2015 году экспорт на мировой рынок древесных гранул российского изготовления не превышал 0,9 млн тонн. При сохранении таких темпов Россия к 2023 году сможет занять 2-е место в рейтинге ведущих мировых экспортеров после США, опередив Канаду, Вьетнам и страны Балтии, если наши экспортеры не столкнутся с серьезными санкционными ограничениями.

Однако, наряду с радужными перспективами отечественных промышленников за рубежом, на внутреннем рынке России складывается неоднозначная ситуация. Отрасль имеет ярко выраженный экспортноориентированный вектор. Свыше 99% изготавливаемых пеллет отгружается на экспорт, а значит, на долю внутреннего потребления приходится чуть более 0,5% [10].



Рис. 15. Топливные пеллеты. Источник: yandex.ru/images.

Значительный рост объемов пеллетного производства прогнозируется и к 2023 году – до 4 млн. тонн, а к 2025 году – до 8 млн. тонн.

Экономика и политика неразрывно связаны, и последние изменения в мире сказались и на рынке биотоплива. Резкое повышение цен на нефть, позитивно повлияло на европейский потребительский рынок древесного биотоплива. Частные домохозяйства все чаще переходят на экологические виды топлив даже без существенной дотации со стороны государства.

Пеллеты привлекательны еще и тем, что производятся из отходов. Использоваться могут как отходы деревообрабатывающей промышленности, так и сельхозпроизводства (шелуха подсолнечника, гречихи, риса, солома различных культур и т.п.). Пеллеты имеют цилиндрическую форму и отличаются небольшими размерами, что позволяет автоматизировать процесс их сжигания в топках котлов. Под этот вид топлива разработаны автоматические котлоагрегаты, в которые из бункера подаются топливные гранулы.

Совершенствуется и оборудование для производства пеллет.

Основное производственное оборудование для этого вида бизнеса — грануляторы. Это могут быть небольшие установки производительностью 30 кг/час или производственный агрегат, выдающий сотни кг в час. Производятся и целые автоматизированные мини-заводы по изготовлению пеллет. В качестве примера

можно привести автоматические пеллетные линии ОАО «Продмаш», Ростов-на-Дону производительностью 8000 кг/ч для переработки древесных опилок, торфа, шелухи подсолнечника, соломы и другого сырья (рис.16, 17).



Рис. 16. Приёмный бункер исходного сырья и промежуточный накопитель. Источник: фото авторов.



Рис. 17. Прессы – пеллетизаторы. Источник: фото авторов.

Линия ОАО «Продмаш» имеет высокий уровень автоматизации и механизации производственных процессов. Благодаря этому для обслуживания такой линии достаточно иметь персонал в составе всего четырех человек в смену. По всем основным показателям (цена, комплектность, потребляемая мощность, надежность, качество получаемых пеллет, универсальность в отношении исходного сырья) линия ОАО «ПРОДМАШ» опережает предложения других производителей.

Использование пеллет имеет целый ряд преимуществ в сравнении с прямым сжиганием дров, отходов древесины, торфа для энергетических целей:

- в России серийно выпускаются энергетические котлы, работающие на пеллетах, с системами автоматической подачи топлива в горелки;
- пеллеты могут быть использованы в автоматизированных газификаторах биотоплива, позволяющих существенно повышать эффективность использования топлива в сравнении с прямым его сжиганием;
- применение для обработки пеллет в реакторах газификации процессов пиролиза и крекинга позволяет получать генераторный газ (синтез-газ) с высокой теплотворной способностью, дающий возможность эффективной работы газопоршневых или газотурбинных установок, имеющих значительно более высокие КПД в сравнении с паровыми турбинами, получающими пар от котлов с прямым сжиганием топлива;
- теплотворная способность пеллет в два раза выше, чем у древесных отходов;
- хранение и транспортировка пеллет облегчаются в сравнении с сырой биомассой в связи со значительно большей плотностью, меньшей влажностью и большим насыпным весом пеллет.

Еще больше преимуществ пеллеты приобретают, если провести несложную их обработку при температуре 250...300°C без доступа кислорода – *торрефикацию* [5]. Проведение торрефикации позволяет увеличить на 30...40% теплоту сгорания пеллет, увеличить их насыпную плотность, снизить их гигроскопичность. Последнее делает возможным хранения пеллет на открытом воздухе без существенного ухудшения их качеств даже при наличии осадков.

Теоретические основы процессов торрефикации и практические рекомендации по проведению этих процессов разработаны в ОИВТ РАН [5].

Жидкое биотопливо – имеет много видов и сегодня наиболее востребовано в мире. К жидким биотопливам относятся биоэтанол, биометанол, биодизель, биокеросин, растительные масла со специальными присадками и др. Развитие производства биотоплив связано с необходимостью замены органических топлив, получаемых из нефти.

В ближайшие годы предстоит найти замену нефтяным топливам, получаемым сегодня при фракционной перегонке и дистилляции нефти:

- газолино-бензиновая фракция (C₅...C₁₁) получаемая при самых низких температурах возгонки – T_B = 40...200°C;
- лигроиновая фракция (C₈...C₁₄), получаемая при T_B = 150...250°C;
- керосиновая фракция (C₁₂...C₁₈), получаемая при T_B = 180...300°C;
- дизельное топливо (C₁₃...C₁₉), получаемое при T_B = 200...350°C;
- мазут (C₁₈...C₅₀);
- гудрон (асфальт) – невозгоняемый остаток.

Интересно отметить, что первые установки по перегонке нефти были сооружены именно в России в середине XVIII – начале XIX веков, когда у нас уже получали керосин, используемый в качестве топлива [7].

В 1746 году рудознатец Ф. С. Прядунов поставил нефтеперегонный завод на реке Ухте на естественном источнике нефти. Однако удаленность от цивилизации затруднила работу завода, который не смог обеспечить прибыльность и четверть века спустя был заброшен.

В 1823 году крепостные крестьяне братья Дубинины построили нефтеперегонный куб на Северном Кавказе, недалеко от Моздока, возле аула Акки-Юрт. Это предприятие проработало более 20 лет, поставляя несколько сот пудов продуктов перегонки нефти в год для аптечных и осветительных целей. По-видимому, это была *первая в мире промышленная установка* перегонки нефти, сведения об устройстве которой дошли до наших дней.

Начало массовому промышленному использованию светлых нефтепродуктов в освещении было положено в 1840х – 1850х годах. Разными людьми было продемонстрировано получение из нефти светлой малопахучей горючей жидкости путём нагрева и отгонки продуктов. Был получен ряд патентов.

И только в 1851 году вступила в строй первая промышленная перегонная установка в Англии.

В 1853 году во Львове И. Лукасевичем и Я. Зехом была изобретена безопасная керосиновая лампа. В 1854 была зарегистрирована торговая марка «керосин». Начался процесс трансформации масляных ламп в керосиновые.

Именно развитие керосинового освещения в середине XIX века привело к повышению спроса на нефть и к развитию способов её добычи. С этого момента начинается бурное развитие керосинового промысла, потянувшее за собой нефтедобычу. В 1857 году Василий Кокорев в Сураханах близ Баку построил нефтеперегонный завод начальной мощностью 100 тыс. пудов керосина в год. К концу века в России производили уже около 100 млн. пудов керосина в год.

Востребованность керосина в быту в конце XIX – начале XX веков повысилась в связи с появлением приборов для приготовления пищи — примуса и керосинки. На территории России и СССР керосинки, заменив дровяные плиты, пользовались популярностью с середины 1920-х до конца 1950-х годов.

В начале XX века керосин уступил своё лидирующее положение на мировом рынке нефтепродуктов бензину из-за распространения двигателей внутреннего сгорания и электрического освещения. Вновь значение керосина начало возрастать только с 1950-х годов ввиду развития реактивной и турбовинтовой авиации, для которой именно этот вид нефтепродуктов (авиакеросин) оказался практически идеальным топливом.

Сегодня ведутся активные разработки с целью замены нефтетоплив жидкими биотопливами. Ведущим сырьем для производства жидкого биотоплива являются кукуруза, сахар и растительное масло. Также используются различные отходы – бытовые, сельскохозяйственного, пищевого и других производств. Для биоэтанола наиболее экономичным сырьем является бразильский сахарный тростник. На втором месте - американская кукуруза. Далее, с большим отрывом, идут остальные зерновые, производимые в других регионах мира.

По данным Международного Энергетического Агентства (МЭА) мировое производство биотоплива неуклонно растет. Ожидается, что в 2022 году мировое

производство транспортного биотоплива составит свыше 130 млн т. Это больше рекордного производства 2019 года. В целом количество произведенного биотоплива составляет пока только 3–3,5% потребления топлива на транспорте. В некоторых странах этот показатель значительно выше, например, в Бразилии доля биотоплива составляет 23...24% [8].

Согласно исследованию компании Global Industry Analysts Inc потребление биоэтанола и биодизеля в мире постоянно увеличивается. Жидкие биотоплива быстро становятся значительным альтернативным источником энергии. МЭА прогнозирует, что к 2030 г. мировое производство биотоплива увеличится до 150 млн тонн в нефтяном эквиваленте. Ежегодные темпы прироста производства составят 7...9%. В результате до 2030 г. доля биотоплива в общем объеме топлива в транспортной сфере достигнет 4...6%.

Известно, что биотопливо не очень полезно для двигателей [8], а последствия его производства и сжигания тоже вредны. Массированные посадки сырьевых культур под биогорючее (кукурузы, подсолнечника, рапса) быстро истощают почву и рикошетом бьют по рынку продовольствия.

Согласно оценке британского аналитического центра Chatham House при расширении использования биотоплива потребность в растительном сырье начинает искажать рынки сельхозпродукции, а часто и пищевой промышленности. Налоговые послабления сильнее всего стимулируют применение в качестве биотоплива использованного в пищевой индустрии масла. И в связи с этим обычного б/у подсолнечного масла начинает не хватать.

Меры по сокращению выбросов парниковых газов ведут к росту импорта пальмового масла, которое в Британию везут в основном из Индонезии. Там для этого уничтожают леса и сажают африканскую масличную пальму, так что ООН предсказывает исчезновение большей части индонезийских лесов уже в текущем году.

В Индонезии исчезают находящиеся под угрозой местные виды растений, и в атмосферу выбрасывается значительное количество углекислого газа, некогда связанного в органике влажных лесов. В результате европейского биотопливного бума выбросы парниковых газов в Великобритании упадут, а в Индонезии и Малайзии значительно вырастут.

Теряя популярность в Америке и Европе, биотопливная тематика находит все большее применение в России. Зарубежный опыт должен стать предостережением отечественным компаниям, которые делают ставку на очередную вчерашнюю моду.

Рост интереса к биотопливу в Европе привел к появлению инвестиций в эту отрасль в России. Однако, в России на сегодняшний день не сложился рынок конечного потребления биотоплива и, следовательно, его планируется экспортировать. В России удельный вес биотоплива в общем объеме потребления, крайне низок. Моторное биотопливо в стране практически не используется, в то время как в Европе этот показатель составляет в среднем составляет около 10%.

В России практически нет действующего производства биотоплива. Некоторые эксперты считают нерентабельным конечное производство биотоплива в

нашей стране и полагают, что возможен лишь экспорт сырья в Европу. Некоторые западные компании сейчас занимаются выращиванием рапса на территории России.

На настоящий момент перед российским биотопливным рынком стоит ряд препятствий для его дальнейшего развития:

- наличие акциза на спирт тормозит налаживание производства биоэтанола;
- высокий уровень цен на зерно и масличные культуры приводят к тому, что себестоимость биотоплива гораздо выше традиционного;
- отсутствие государственной поддержки производства;
- природные условия приводят к ограничениям возможности использования биотоплива в транспортных средствах.

Для полного замещения потребления бензина в России биотопливом потребуется 110...120 млн. тонн зерна в год. Эта задача является недостижимой, т.к. совокупное производство зерна в стране на несколько порядков ниже. Неприемлемо использовать сахарный тростник. Что касается кукурузы, то цены на нее значительно выше, чем на пшеницу, и "излишков" нет. А традиционные для России культуры — пшеница, рожь и ячмень уступают по своим энергетическим характеристикам. Причем, цены на них близки к мировым.

При грамотном подходе, использование биотоплива в нашей стране может дать ощутимый экономический эффект – через сокращение себестоимости тепловой и электрической энергии. Также это может способствовать подъему сельского хозяйства и привлечению инвестиций в страну. Однако, при внедрении биотоплива следует учитывать отрицательный опыт зарубежных стран, о котором сказано выше.

Движущими факторами для распространения биотоплива, являются угрозы, связанные с энергетической и экологической безопасностью, изменением климата, ростом стоимости углеводородов, геополитической напряженностью и экономическим спадом. Поэтому распространение производства биотоплива по всему миру нацелено на увеличение доли потребления экологически чистого топлива, особенно на транспорте, снижение зависимости от импортируемой нефти для многих стран, снижение выбросов парниковых газов, развитие экономики.

В долгосрочной перспективе постоянно растущий спрос на биотопливо со стороны наземного, воздушного и морского транспорта может сильно изменить сложившуюся ситуацию на мировом рынке энергоносителей. По прогнозам МЭА в мире будет ощущаться серьезная нехватка нефти из-за роста цен, противоковидных ограничений и обострения военно-политических угроз. Так что огромный мировой автопарк может спасти лишь постепенный уход от бензина и дизтоплива. Массовое коммерческое использование биотоплива будет определяться достижением ценового равновесия с традиционными видами топлива, получаемыми из нефти.

Согласно исследованиям Минсельхоза России и ФГНУ «Росинформагротех» доля возобновляемых источников энергии в мире к 2040 г. достигнет 47,7%, а вклад биомассы составит 23,8%. Самый распространённый вид биотоплива – биоэтанол, его доля составляет 82% всего производимого в мире топлива из биологического сырья. Ведущими его производителями являются США и Бразилия.

На втором месте находится биодизель. В Европейском Союзе сосредоточено 49% производства биодизеля. По оценке Joint Research Centre доля биодизеля в мировом объеме биотоплива быстро растет, в связи с появлением новых стран-производителей в Юго-Восточной Азии и быстрого увеличения производства биодизельного топлива (по сравнению с биоэтанолом) в других странах.

В ЕС сосредоточены три крупнейших государства – производителя биодизельного топлива – Германия, Франция и Италия. Также, Франция и Германия являются крупнейшими потребителями биотоплива в ЕС.

В настоящее время самым дешевым сырьем для биоэнергетики является сахарный тростник. Во многих странах имеется высокий производственный потенциал этой культуры. По прогнозам спрос на сахарный тростник для производства биоэтанола будет расти быстрыми темпами, особенно в Бразилии. Доля урожая сахарного тростника используемого для этой цели будет быстро расти.

Несмотря на то, что производство некоторых видов биотоплива, например, биоэтанола из сахарного тростника, экономически выгодно, при текущих рыночных ценах оно не в состоянии конкурировать с минеральным топливом.

К 2050 году биоэнергетика сможет обеспечить 3 100 млрд. кВтч электроэнергии, или 7,5% от объема мирового производства электроэнергии. Одновременно, за счет использования биоэнергетики можно будет производить 22 ЭДж тепловой энергии (15% от общего объема) для промышленности и 24 ЭДж (20% от общего числа) для нужд коммунальной сферы.

Международная ассоциация воздушного транспорта (ИАТА) поставила амбициозную цель: к 2050 году сократить объем выбросов гражданской авиацией парниковых газов вдвое по сравнению с уровнем 2005-го. И хотя доля гражданской авиации составляет всего лишь два процента от общемирового объема выбросов углекислого газа, она считается одним из самых быстрорастущих источников этих выбросов. А поскольку, в отличие от автомобилестроителей, самолеты не могут перейти на электродвигатели, остается одно – искать новый, более экологичный источник топлива в качестве альтернативы традиционному авиакеросину.

Эксперименты с биологическими источниками для авиатоплива идут уже не первый год. Еще в 2011 году немецкая Lufthansa полгода экспериментировала с самолетом А321 на маршруте Франкфурт — Гамбург. Его топливные баки наполовину заправляли биотопливом. Причем Lufthansa экспериментирует с различными источниками биотоплива – тут и рапс, и ятропа, и животные масла, и полевой цветок под названием рыжик. Больше того, Lufthansa стала координатором проекта Европейской комиссии, в рамках которого идут эксперименты с разными источниками биотоплива для авиакомпаний.

Следующий шаг Lufthansa сделала в 2014 году, отправив из Франкфурта в Берлин самолет, заправленный смесью традиционного керосина с добавлением десяти процентов фарнезена. Летом того же года власти США разрешили использовать авиатопливо с добавлением фарнезена. Американский концерн Amyris разработал технологию получения этого вещества из сахарного тростника. Кроме этого, в качестве сырья можно использовать кукурузу и сахарную свеклу.

Но поскольку все эти растения используются и в сельском хозяйстве для производства продуктов питания, дальнейшие исследования будут направлены на то, чтобы найти способ получения биотоплива из сена и опилок, чтобы не конкурировать за посевные площади с пищевой промышленностью.

Военные, разумеется, не остались в стороне от гонки за новыми источниками авиатоплива. Пентагон также финансирует научные исследования — и уже в полном восторге от результатов.

Тем временем Boeing совместно с авиакомпанией Etihad Airways работает над биотопливом, полученным из растений, произрастающих на засоленных и засушливых почвах, непригодных для использования в качестве полей и пастбищ. Их главное преимущество — они не конкурируют за территорию с сельскими хозяйствами и их можно поливать соленой морской водой.

С 2011 года биокеросин официально разрешен к применению в авиации, правда в смеси с традиционным авиакеросином в соотношении 50/50%. Но даже при таком соотношении, как отмечают авиакомпании, проводившие испытания биотоплива, наблюдается сокращение выбросов CO₂ на 80%.

На фоне всех преимуществ у биотоплива есть огромный недостаток: оно намного дороже традиционного авиакеросина. По оценкам европейских экспертов, почти в три раза. Помимо этого, то количество биокеросина, которое предлагается его производителями, весьма мало и не может заместить даже 10% потребностей авиации. Тем не менее, к самолетам, производящим взлеты и посадки в аэропортах стран ЕС теперь предъявляется требование использовать в составе топлив не менее 4...5% биокеросина. А с учетом тенденции подорожания углеводородов преимущества применения биотоплива становится все более весомыми.

Для наземного транспорта применимы такие виды жидкого биотоплива как биоэтанол, биометанол, биодизель. При использовании этих топлив практически почти не требуется вносить изменения в конструкции корбюраторных и дизельных автомобильных двигателей.

Производство биотоплива напрямую привязано к зерновой индустрии. В России в лучшие времена удавалось собрать до 90 млн тонн зерна. Из них 15 млн отправляется на экспорт, а остальной урожай идет на покрытие внутренних потребностей. Однако сегодня из-за введения контрсанкций на экспорт зерна страна фактически получает новый ресурс, необходимый для развития индустрии биотоплива. А с учетом того, что в ближайшие 8 лет из-за глобального потепления климата объемы урожаев могут вырасти на 15...20 млн тонн, кардинально это кардинально изменит ситуацию. Прирост объема производства зерна может перерабатываться в различные виды жидкого биотоплива, такие как биоэтанол, биометанол, биодизель.

Ежегодный общий объем органических отходов АПК в нашей стране составляет примерно 590 млн тонн, из них на животноводство приходится 350 млн, птицеводство — 20 млн, растениеводство — 220 млн тонн. На основе целлюлозы в результате ферментативных процессов можно получить до 117 млн тонн биоэтанола, при ацетоно-бутиловом брожении — 64,2 млн куб. м биоводорода и 95 млн тонн биобутанола, при добыче торфа в объеме 300 млн тонн — до 90 млн тонн

биоэтанола ежегодно. Значительную часть этих отходов можно было бы использовать для производства биотоплива, особенно с учетом того, что в российской действительности эта продукция не находит себе другого применения.

В целом, производство биотоплива сдерживается акцизами, в связи с чем рынок зерна является достаточно защищенным. В то же время производству биодизеля и биогаза фактически ничто не мешает развиваться. С учетом всех факторов, рынок биотоплива в России к 2023 году может вырасти на 10% к объемам 2013 года.

Уже на протяжении многих десятилетий в разных странах, в том числе и в нашей, постоянно ведутся работы и реализуются проекты использования этанола (винного спирта) в качестве автомобильного топлива или как добавки к нефтяному автобензину и дизельному топливу. Объектом изучения является не только винный этиловый спирт, но и метиловый (метанол), хотя ядовитость последнего общеизвестна. Ядовит не только сам метанол, но и его пары в воздухе, предельно допустимая концентрация (ПДК) которых равна 5 мг/м³. Несмотря на столь отрицательный фактор, метанол рассматривается в качестве серьезной альтернативы нефтяным автомобильным топливам. Метанол – один из наиболее важных по значению крупнотоннажных продуктов химической промышленности. Стремительно растут потребляемые объемы, существенно совершенствуются технологии производства, одна за другой вступают в строй новые установки синтеза метилового спирта (рис.18).

За последние годы произошло немало перемен в индустрии метанола.

С целью упрощения производства метанола, и существенного снижения его себестоимости представляет интерес рассмотреть возможность его получения из синтез-газа, генерируемого из различного рода органических отходов по высокотемпературной пиролизно-крекинговой технологии, предложенной ОИВТ РАН [11]. Технология получения такого синтез-газа, состоящего примерно в одинаковых долях из водорода и угарного газа с некоторыми незначительными примесями, описана выше в настоящей работе (см. рис.12, часть 1 (№4, 2021)). Получение биометанола-сырца из этого синтез-газа осуществляется в реакторе при температуре до 230°C и давлении около 5 МПа в присутствии недорогого катализатора – CuO-ZnO/Al₂O₃ [11]. Протекающая при этом химическая реакция проста: CO + 2H₂ = CH₃OH – метанол. Последующая несложная очистка от паров воды, небольших долей азота и углекислого газа позволяет получить бензиновую фракцию – аналог автомобильного бензина АИ-92.



Рис. 18. Установка производства метанола. Источник: yandex.ru/images.

Результаты экспериментальных исследований этого технологического процесса представлены в табл.5 и свидетельствуют о достаточно высоком качестве синтезированного жидкого биотоплива.

Таблица 1. Сравнительные характеристики бензина марки АИ-92 и полученной бензиновой фракции. Источник: данные авторов.

Наименование показателя	Ед. изм.	Требования к АИ-92 (ГОСТ 32513-2013)	Характеристики полученной бензиновой фракции
Октановое число:			
- по моторному методу (ОЧМ)	ед. ОЧ	не менее 83	83,50
- по исследовательскому методу (ОЧИ)	ед. ОЧ	не менее 92	91,70
Объемная доля бензола	об.%	не более 1,00	0,28
Объемная доля углеводов:			
- олефиновых	об.%	не более 18,0	7,85
- ароматических	об.%	не более 35,0	35,72
Объемная доля метанола	об.%	Отсутствие	Отсутствие
Плотность при 15°C	кг/м ³	725.0-780.0	744
Давление насыщенных паров бензина при 37,8°C	кПа	35-80 (35-100)*	61,10
Фракционный состав:			
- объем испарившегося бензина при температуре:			
70°C	%	15-50	19
100°C	%	40-70	46
150°C	%	не менее 75	75
- температура конца кипения (выкипание 98 об.%)	°C	215	220

Выводы

Сегодня во всем мире признают многочисленные социальные, экономические и экологические преимущества использования различных видов биотоплива, на основе чего осуществляют инвестиции в его разработку, вводят налоговые льготы на производство и тарифы производственного регулирования.

Как показано в настоящей работе в России на данный момент рынок биотоплив как таковой отсутствует, однако, учитывая сырьевую ориентированность страны, и внешнее санкционное давление ограничивающие экспорт традиционных углеводородов в страны ЕС, перспективы и предпосылки для его развития есть. В рамках исследования перспектив формирования и развития рынка биотоплива в России можно сделать следующие предположения:

Россия обладает большой сырьевой базой для создания производства различных видов биотоплив, достаточного как для удовлетворения потенциальных внутренних потребностей, так и для экспорта;

При систематической поддержке со стороны государства российский рынок может создать большой внутренний спрос на биотопливо во многих отраслях экономики;

В рамках применения контрсанкций и развития потенциала импортозамещения начинающий развитие собственный рынок биотоплив будет обеспечен достаточной сырьевой базой и производственными мощностями для дальнейшего роста и возможного экспорта в страны Азии и ЕвразЭС.

В данной работе нами выполнена оценка перспектив и направлений развития российского рынка твердого и жидкого биотоплива. Для этого проведено рассмотрение существующих на мировом рынке видов жидкого биотоплива и анализ тенденций их развития с описанием отдельных технологий производства в том числе на основе использования синтез-газа. Определено место твердого и жидкого биотоплива в структуре возобновляемой энергетики на отечественном и зарубежном рынке. Сделан анализ сырьевой базы доступной для производства жидкого биотоплива в РФ и перспектив ее развития в условиях роста цен на углеводородные энергоносители и обострения внешнеполитических угроз. Дана оценка потенциального спроса на произведенное в России на биотопливо с оценкой перспектив российского рынка жидкого биотоплива, в частности в транспортной отрасли.

В Российской Федерации имеются сегодня все условия для выхода на самые передовые рубежи по производству газообразных, твердых и жидких биотоплив. На начальном периоде, когда для сооружения новых технологических установок потребуются определенные инвестиции, нужна государственная поддержка. После окончания сроков окупаемости инвестиций, отпускные цены на получаемую продукцию можно будет значительно снизить. А это повлечет за собой соответствующее снижение тарифов на электрическую и тепловую энергию, на транспортные расходы и другие области использования биотоплива и позволит заметно улучшить климат экономического окружения в промышленности и сельском хозяйстве страны.

Благодарность

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (госзадание № 075-01056-22-00).

Литература

8. Фокин С. В., Шпортко О. Н. Об актуальности создания энергетических лесов в условиях степной и лесостепной климатических зон Поволжья // Сборник тезисов по итогам Профессорского форума 2019 «Наука. Образование. Регионы». – 2019. – С. 170-171.
9. Зайченко В.М., Чернявский А.А. Автономные системы энергоснабжения. – М.: «НЕДРА», 2015, 285 с., ил.
10. Термические методы переработки древесины и торфа в энергетических целях / В.М.Батенин, А.В.Бессмертных, В.М.Зайченко, В.Ф.Косов, В.А.Синельщиков. // «Тепло-энергетика». – 2010, № 11. – с.36-42.
11. Батенин В.М., Зайченко В.М., Косов В.Ф., Синельщиков В.А. Пиролитическая конверсия биомассы в газообразное топливо // ДАН. – 2012. – Т.446. - № 2. – с.179-182.
12. Larina O.M., Zaichenko V.M. Energy production from Chicken Manure by Pyrolysis and Torrefaction // Proceedings of the 25th European Biomass Conference and Exhibition EUBCE-2017. – Stockholm, Sweden/ – 2017/ - p.1205-1209.
13. Сравнительные характеристики распределенных и централизованных схем энергоснабжения // В.М.Зайченко, А.А.Чернявский / «Промышленная энергетика», 2016, № 1, с.2-8.
14. Первый нефтеперегонный завод (<http://www.tekhno-spas.ru/art/statii/firstfub>).
15. Основные тенденции развития рынка биотоплива в мире и России. Аналитический отчет // Федченко И.А., Соловьева А.С., Лукьянов А.Н. Белгородская обл.: ОАО «Корпорация «Развитие», 2013. – 45 с.
16. Оборудование для перерабатывающей промышленности и сельского хозяйства. Волгоград: АО «Компания «Жаско». – <http://www.jasko.ru/jasko/katalog.ru>. – 2009-2017.
17. Никаноров С.М., Штепа М.В. Анализ рынка пеллетного производства в России / «Международная биоэнергетика» // <http://www.biointerna-tonal.ru>.
18. Larina O.M., Sinelshchikov V.A., Sitchev G.A. Comparison of Thermal Conversion Methods of Different Biomass Types into Gaseous Fuel // Journal of Physics: Conference Series. – 2016. – Volume 774/ - 012137/ - doi: 10.1088/1742-6596/774/1/012137.

References

8. Fokin S. V., Shportko O. N. On the relevance of creating energy forests in the conditions of the steppe and forest-steppe climatic zones of the Volga region // Collection of abstracts based on the results of the Professorial Forum 2019 “Science. Education. Regions”. - 2019. - p. 170-171.
9. Zaichenko V.M., Chernyavsky A.A. Autonomous power supply systems. - M.: "Nedra", 2015, 285 p., Il.

10. Thermal methods of processing of wood and peat in Egetic purposes / V.M. Batenin, A.V. Bessommertant, V.M. Zaychenko, V.F. Kosov, V.A. Sinselchikov. // "Heat-Energy". - 2010, number 11. - p.36-42.
11. Battenin V.M., Zheninko V.M., Kosov V.F., Sinelchikov V.A. Pyrolytic biomass conversion in gaseous fuel // DAN. - 2012. - T.446. - № 2. - C.179-182.
12. Larina O.M., Zaichenko v.m. Energy Production from Chicken Manure by Pyroly-Sis and Torrefaction // Proceedings of the 25th European Biomass Conference and Exhibition EUBCE-2017. - Stockholm, Sweden / - 2017 / - P.1205-1209.
13. Comparative characteristics of distributed and centralized power supply schemes // V.M. Zaychenko, A.A. Chernivsky / "Industrial Energy", 2016, No. 1, C.2-8.
14. First oil refinery ([http://www.tekhno-spas.ru/art/ Statii / FirstFub](http://www.tekhno-spas.ru/art/Statii/FirstFub)).
15. The main trends in the development of the biofuel market in the world and Russia. Analytical report // Fedchenko I.A., Solovyova A.S., Lukyanov A.N. Belgorod Region: OJSC "Development Corporation", 2013. - 45 s.
16. Equipment for the processing industry and agriculture. Volgograd: Jaska JSC company. - [http:// www. Jasko. Ru \jasko \ katalog.ru](http://www.Jasko.Ru/jasko/katalog.ru). - 2009-2017.
17. Nikanorov S.M., Shtep M.V. Analysis of the pellet production market in Ros-CI / "International Bioenergy" // <Http: www.biointernna-tonal.ru>.
18. Larina O.M., Sinelshchikov V.A., SITCHEV G.A. COMPARISON OF THERMAL CONVER-Sion Methods of Different Biomass Types Into Gaseous Fuel // *Jornal of Physics: Conference Series*. - 2016. - VOLUME 774 / - 012137 / - DOI: 10.1088 / 1742-6596 / 774/1/012137.

Problems and prospects for the development of Russian bioenergy (part 2)

Viktor Zaichenko¹, Dmitry Solovyev¹, Adolf Chernyavsky²

¹ Title Institute of High Temperatures of the Russian Academy of Sciences (OILT RAS),
Moscow, 125412, Russia,

²OPOO "Rostovteteteproekt", Rostov-on-Don, Russia

E-mail: zaitch@oivtran.ru, solovev@guies.ru, 1936@mail.ru,

Abstract. The article discusses the modern problems and prospects for the development of bio-energy of Russia. The possibilities of implementing the biodenergetic potential of Russia are considered. An overview of the effective technologies of the thermal conversion of biomass and describes new possibilities for using biofuels. The continuation of the 1st part of the article is published (see No. 4, 2021).

Keywords: bioenergy, biogas, gas generator, pyrolysis

Acknowledgment

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 075-01056-22-00).

Проблема оценки рисков использования возобновляемых источников энергии

Людмила Вениаминовна Нефёдова^{[0000-0002-6022-0617]1,2},

Юлия Юрьевна Рафикова^{[0000-0003-3204-9135]1,3}

¹Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²E-mail:nefludmila@mail.ru, ³E-mail:ju.rafikova@gmail.com

Аннотация. Обоснована актуальность разработки методологии риск-менеджмента для дальнейшего развития возобновляемой энергетики в России. Рассмотрены этапы проведенных с 2015 г. исследований по проблеме оценок и управления рисками в возобновляемой энергетике. Описаны полученные результаты: перечень факторов риска и методов управления ими по отраслям, выделение внутренних и внешних составляющих факторов риска, зависящих и не зависящих от девелоперов проектов на ВИЭ. Представлена разработанная методика оценки рисков в гелиоэнергетике на основе изменчивости статистических параметров инсоляции.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, гелиоэнергетика, ресурсные риски, риск-менеджмент, факторы риска

1 Введение

Оценка рисков при использовании возобновляемых источников энергии (ВИЭ) – одна из важнейших проблем по причине необходимости определения угроз технологических аварий, нестабильности выработки электроэнергии и покрытия графиков нагрузки на объектах возобновляемой энергетики. Особенно большое значение имеет оценка финансовых рисков, поскольку именно на них опираются разработчики и инвесторы проектов на ВИЭ. Активизация процесса освоения ВИЭ в России требует изучения факторов риска, возникающих при создании и эксплуатации энергообъектов, а также анализа основных методов управления рисками, применимых в возобновляемой энергетике. В последние годы, благодаря наличию обширного фактического материала по энергообъектам на ВИЭ,

зарубежными исследователями активно разрабатываются методы риск-менеджмента в возобновляемой энергетике [1-5]. Анализ рисков является важным инструментом для ранжирования источников и факторов опасности по степени их значимости и определения приоритетов управления риском, оптимизации уровня риска и возможностей его минимизации, осознания приемлемого уровня риска и безопасности при принятии управленческих решений. Различные типы генерации на ВИЭ подвержены специфическим финансовым рискам – преимущественно ресурсным и операционным. Для территории России особенно велико значение рисков непостоянства необходимых ресурсов для обеспечения рентабельности проекта, что обусловлено неравномерностью распределения энергопотенциала ВИЭ во времени и пространстве.

С 2015 г. в Лаборатории возобновляемых источников энергии МГУ имени М.В.Ломоносова ведутся работы по разработке методологии оценок рисков при использовании ВИЭ. Инициатором и научным руководителем работ в данной области являлся заведующий НИЛ ВИЭ д.ф.-м.н., профессор Александр Алексеевич Соловьев (1943-2020 гг). Результаты работ были представлены на международных конференциях и в ряде научных публикаций.

2 Результаты и обсуждение

На первом этапе исследований применение методики SWOT-анализа позволило выделить и сформулировать основные сильные и слабые стороны использования возобновляемых источников энергии, учесть возможности и угрозы для развития крупной и распределенной возобновляемой энергетике (первоначально в целом по РФ, и позднее – в ряде регионов России и мира [6-9].

В табл.1 представлены результаты проведения такого анализа для Арктической зоны РФ.

Различные типы генерации, использующие возобновляемые источники энергии, подвержены специфическим финансовым рискам, являющимся преимущественно инвестиционными, ресурсными, операционными. Для управления рисками выделены методы, рекомендуемые к практическому использованию в возобновляемой энергетике. Суть риск-менеджмента заключается не в исключении рисков, что просто невозможно, а в их оптимизации и получении максимальной выгоды от складывающихся ситуаций посредством скоординированных действий по руководству и управлению в отношении рисков. Все виды рисков могут быть разделены на потенциально изменяемые и неизменяемые, которые свою очередь подразделяются на принимаемые и передаваемые. Изменяемые риски минимизируются в процессе подготовки инвестиционных проектов объектов на ВИЭ. Неизменяемые риски можно принять на себя или передать другим (например, с помощью хеджирования или страхования).

Таблица 1. Результаты SWOT-анализа перспектив развития распределенной электрогенерации на ВИЭ в российской Арктике [9].

	Положительные	Отрицательные
Внутренние факторы	<p><u>Сильные стороны:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Высокий потенциал ветро-энергетических ресурсов - Значимый потенциал гелио-ресурсов в летний период - Наличие данных ветромониторинга в ряде перспективных площадок - Возможность создания ЭС разной мощности в т.ч. по модулям (блокам) - Возможность изучения мирового опыта действующих ВЭУ и гелиоустановок в Арктическом регионе 	<p><u>Слабые стороны</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Непостоянство получения энергии (неравномерность энергопотенциала во времени и пространстве) - Значительные периоды простоя оборудования. Низкий коэффициент использования мощности солнечных установок - Отсутствие отечественных технологических установок на ВИЭ для условий Арктики на промышленном уровне - Сложности и высокая стоимость доставки оборудования
Внешние факторы	<p><u>Возможности</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Производство электроэнергии в требуемых объемах в удаленных зонах децентрализованного энергоснабжения - Значительное снижение эмиссии парниковых газов и нагрузки на уязвимую природу Арктики - Государственная поддержка по ФЦП - Широкие возможности для международного сотрудничества - Наличие обширных свободных площадей 	<p><u>Угрозы</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Природно-климатические: ураганные ветра, снежные бури и заносы, криогенная деструкция подземных конструкций. - Технические препятствия: сложности строительства (вечная мерзлота), отсутствие дорог - Высокая конкуренция других типов энергоисточников - Нефиксированный тариф на электроэнергию - Несовершенство законодательной базы (отсутствие механизма стимулирования объектов ВИЭ малой мощности) - Непрозрачная разрешительная система, бюрократические препятствия

Далее был проведен анализ международного опыта по риск-менеджменту на энергообъектах, использующих различные виды возобновляемых ресурсов. Результатом данного этапа работ стал перечень основных факторов риска и мер по предотвращению рисков ситуаций [10], представленный в табл.2.

Для разработки методологии управления рисками необходимо предварительно оценить возможные риски на всех стадиях развития проекта сооружения на ВИЭ. Риски объектов на ВИЭ, как и других энергообъектах, можно разделить на внешние риски (не зависящие от девелопера проекта) и внутренние (связанные с деятельностью девелопера по проекту) [1, 11, 12].

Таблица 2. Основные факторы риска и способы управления ими в возобновляемой энергетике

Вид ВИЭ	Основные факторы рисков	Возможности управления рисками
Ветроэнергетика	<ul style="list-style-type: none"> • Длительные сроки окупаемости и высокие первоначальные затраты (например, разрешение на строительство и затраты на строительство). • Критические сбои компонентов (например, шестерни, подшипники, лопасти и т. д.). • Изменчивость ветроресурсов • Необходимость морской прокладки кабеля (для шельфовых ВЭС). 	<ul style="list-style-type: none"> - Обоснование марки и модели турбины - Получение гарантий от поставщиков компонентов - Достоверные данные о ветровых ресурсах. - Контроль потерь передачи энергии (надежность и доступность ЛЭП) - Получение долгосрочных контрактов
Фотоэлектрическая энергетика	<ul style="list-style-type: none"> • Выход из строя компонентов системы (короткое замыкание и др.) • Временные изменения прихода солнечной радиации. • Технологические риски по мере увеличения мощности проекта и сочетания с другими технологиями • Кража/вандализм. 	<ul style="list-style-type: none"> - Гарантия надежности (например, до 25 лет) - Использование стандартных компонентов, с возможностью замещения и замены. - Снижение затрат на техническое обслуживание
Геотермальная энергетика	<ul style="list-style-type: none"> • Расходы на бурение и связанный с этим риск (например, выклинивание термального пласта) • Риски разведки бурения (например, неожиданная температура и скорость потока). • Критические сбои в работе компонентов, такие как выход из строя насоса. • Длительные сроки ввода (например, длительное получение разрешения на строительство). 	<ul style="list-style-type: none"> - Использование опыта бурения в сходных условиях - Привлечение максимального объема данных о ресурсах - Развитие стимулирующих технологий (химические и взрывчатые вещества) для повышения продуктивности скважин - Планирование и организация согласований на разрешение проекта

Малая гидроэнергетика	<ul style="list-style-type: none"> •Наводнения •Сезонная/годовая изменчивость стока •Отсутствие длительных рядов данных наблюдений за речным стоком 	-Использование долгосрочно проверенных технологий с низкими операционными рисками и эксплуатационными затратами
Биоэнергетика	<ul style="list-style-type: none"> •Поставки биомассы и изменчивость поставок •Вариабельность цен на биомассу •Экологические платежи, связанные с обработкой и хранением биотоплива •Действия противников проектов, связанные с образованием газообразных веществ от отходов биомассы 	<ul style="list-style-type: none"> - Долгосрочные контракты на поставку сырья - Снижение стоимости обработки биотоплива - Контроль за утечками биотоплива - Строгое обеспечения безопасности для предотвращения потерь

Составленный нами реестр основных видов рисков при использовании ВИЭ представлен в таблице 3. При этом необходимо отметить, что ресурсные и экологические риски имеют как внутреннюю, так и внешнюю составляющие. Риск дефицита необходимых ресурсов для обеспечения рентабельности проекта – обусловлен неравномерностью распределения энергопотенциала ВИЭ во времени и пространстве. Однако, проведение дополнительных измерений, точный подбор параметров энергоустановок, позволяющих получить наиболее высокий Киум – значительно снижают данный вид рисков. Природные и экологические риски связаны с возможностью катастрофических явлений (ураганов, ливней, снегопадов, смерчей, землетрясений). К данному виду рисков относятся и возможные последствия для окружающей среды вследствие не штатной работы или аварийных ситуаций на энергообъектах ВИЭ [12].

Анализ зарубежных публикаций позволил выделить основные типы оценок рисков в ВИЭ. В количественных методах риски в основном измеряются с помощью дисперсии или распределения плотности вероятности технических и экономических параметров. Полуколичественные методы, такие как анализ сценариев и многокритериальный анализ решений, также могут учитывать и нестатистические параметры, например, социально-экономические факторы [13-14].

На основе составленного реестра видов рисков нами было проведено исследование финансовых методов управления рисками [15, 16]. В финансовых методах управления рисками в возобновляемой энергетике можно выделить три основные стратегии: принятие, снижение и перенос риска. Принятие риска обычно означает оставление всего или части риска за предпринимателем. В этом случае девелопер проекта на ВИЭ принимает решение о покрытии возможных потерь в результате свершения рискового события за счет собственных средств, например, самострахование (создание собственных страховых фондов, которые предназна-

чены для покрытия убытков), компенсация (покрытие риска за счет текущего денежного потока); резервирование (создание фонда средств на покрытие непредвиденных расходов) [17].

Таблица 3. Реестр основных видов рисков при освоении ВИЭ

ВНЕШНИЕ РИСКИ, НЕ ЗАВИСЯЩИЕ ОТ ДЕВЕЛОПЕРА ПРОЕКТА	
ВИДЫ РИСКОВ	НАИМЕНОВАНИЕ РИСКОВ
ПОЛИТИЧЕСКИЕ РИСКИ	Политическая нестабильность, изменение таможенной политики, невыполнение государственных обязательств.
РЕГУЛИРОВОЧНЫЕ РИСКИ	Риски изменения тарифного и экологического регулирования; регулирования в области безопасности; специфические налоговые риски; риски антимонопольного регулирования. Риски, связанные с ограничениями в подсоединении, управлении сетью.
РЫНОЧНЫЕ РИСКИ	Риск недополучения прибыли, риск изменения стоимости капитала, риск влияния крупных транзакций на финансово-экономические параметры рынка, изменение конъюнктуры рынка, цен на топливо.
ВАЛЮТНЫЕ РИСКИ	Риски, связанные с изменением или нестабильностью валюты неблагоприятно влияют на стоимость инвестиций и возникают, когда есть валютное несоответствие активов (доходов) и обязательств (долговое финансирование).
РЕСУРСНЫЕ РИСКИ	Риск, связанный с высокой пространственно-временной изменчивостью потенциала различных видов ВИЭ, с неопределенностью его доступности, с будущей ценой возобновляемых источников энергии
ПРИРОДНЫЕ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ	Риски, связанные с возможностью катастрофических явлений (ураганов, ливней, снегопадов, смерчей, землетрясений).
ВНУТРЕННИЕ РИСКИ – ОПРЕДЕЛЯЮТСЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ ДЕВЕЛОПЕРА ПРОЕКТА	
СТРАТЕГИЧЕСКИЕ (УПРАВЛЕНЧЕСКИЕ) РИСКИ	Разработка и воплощение неверных бизнес-решений, неспособность управленческого аппарата принимать правильные решения с учётом изменений внешних факторов.
ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ	Возникновение отклонений в информационных системах и системах внутреннего контроля; связанные с недостаточностью систем контроля, риски, связаны с ошибками людей
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ РИСКИ	Непреднамеренные сбои в работе, неверный выбор технологического оборудования, нарушения технологических процессов, нерегулярные профилактика и ремонт оборудования, потери в результате сбоев и поломок.

При сооружении энергообъекта на ВИЭ распределение риска между участниками проекта является действенным способом его снижения. Он заключается в распределении риска между владельцем, инвестором и исполнителем проекта. Анализ опыта зарубежных проектов на ВИЭ позволил сделать вывод, что наиболее применимыми являются такие методы снижения рисков, как долгосрочные соглашения о закупке электроэнергии, контракты на эксплуатацию и техническое обслуживание, а также передача части рисков третьим лицам [16]. Перенос риска – это страхование сооружений объектов на ВИЭ, их работы и выдачи гарантированной мощности. К рискам, принимаемым страховыми компаниями, относятся обычно риски, разработанные для традиционных отраслей промышленности (технологические риски, организационные, стихийные бедствия, человеческий фактор, а также часть юридических и финансовых рисков) [18]. Уровень риска в большой мере определяет инвестиционную привлекательность проектов в возобновляемой энергетике. Важным фактором снижения рисков и повышения кредитного рейтинга компании при создании объектов на ВИЭ являются также гарантии международных институтов и государственного сектора.

Снижению рисков в возобновляемой энергетике в России способствовали меры государственной поддержки отрасли по программам ДПМ-1 и ДПМ-2. В качестве поддержки строительства ВИЭ проекты энергетики на основе ВИЭ проходят конкурс на заключение договора поставки мощности (ДПМ) на 15 лет. Участники конкурса должны выполнить свои обязательства по пуску отобранных объектов с заданными характеристиками уровня локализации оборудования [19].

Анализ и управление рисками включают в первую очередь необходимость предварительной оценки возможных рисков на всех стадиях развития проекта сооружения на ВИЭ: при подготовке технико-экономического обоснования, при проектировании, при организации инвестирования и проведении тендеров, непосредственно при строительстве, а также на этапе эксплуатации. Для первичной оценки применимы качественно-количественные методы риск-анализа. В таких методиках для определенных градаций степени риска (минимальный, высокий, средний, низкий, максимальный) оценивается вероятность наступления события. При этом уровень риска определяется произведением степени воздействия риска на вероятность его наступления и может быть представлен как в баллах, так и в долях единицы. Для количественных оценок рисков проектов возобновляемой энергетики могут быть привлечены различные методы теории вероятности, статистики и математического моделирования. Проведение риск-анализа в возобновляемой энергетике необходимо для разных факторов риска в зависимости от условий конкретного региона. Для территории России с огромным разнообразием географических условий особенно высока роль природно-ресурсных рисков работы фотоэлектрических станций, которые определяются изменчивостью поступления ресурса и другими природно-климатическими особенностями территории размещения этих станций. Геоинформационные системы (ГИС) открывают возможности для решения ряда важных задач, таких как визуализация ресурсов, расчет технического и экономического энергопотенциала по видам ВИЭ,

комплексный анализ территорий по уровню обеспеченности ресурсами и возможности размещения на них объектов солнечной и ветровой энергетики применительно к разным масштабам территориальных исследований [5]. В настоящее время методы геоинформатики активно используются в мировой практике при изучении потенциала солнечной и ветровой энергии и оценке рисков для различных территорий [20-21]. Метод многокритериального анализа решений на основе геоинформационных систем (GIS-MCDA) используется для создания карт, показывающих перспективные районы для размещения станций на ВИЭ в странах с различными климатическими условиями [22-23].

Для уточнений оценок уровня риска в солнечной энергетике авторами была разработана методика оценки влияния изменчивости климатических факторов на риски прогноза выработки электроэнергии солнечными электростанциями. Применение ГИС-технологий дало возможность провести оценки распределения по площади характеристик изменчивости во времени поступления солнечной радиации. Для оценок пространственно-временной изменчивости поступления солнечной радиации в регионах России были проведены расчеты статистических характеристик суммарной солнечной радиации на горизонтальную поверхность по данным базы NASA POWER за десятилетний период (2009-2018 гг.) [24]. Массивы данных для проведения расчетов были сформированы из указанных исходных материалов с шагом сетки $0,5 \times 0,5^\circ$. Количественной характеристикой изменчивости поступления солнечной радиации на горизонтальную поверхность был принят коэффициент вариации (C_v). Оценивалась изменчивость среднемесячных и суточных значений. Были выполнены вычисления среднемноголетних значений коэффициентов вариации поступления солнечной радиации для каждого месяца и года в пределах указанного периода. Значения коэффициента вариации среднемесячных суточных сумм радиации характеризуют межгодовую изменчивость, C_v суточных сумм – межсуточную. По результатам расчетов были построены графики внутригодового хода изменчивости среднемесячных и суточных значений уровня инсоляции по территории ряда регионов России. На основании полученных многолетних данных были созданы картосхемы распределения среднемесячных значений $C_{vмес}$ за 10-летний период (2009-2018 гг.), а также картосхемы, отражающие внутримесячную изменчивость ($C_{vсут}$) за тот же период по всем месяцам года для регионов России с различными природно-климатическими условиями [25, 26].

В качестве примера, на рис. 1 представлена карта распределения по территории Оренбургской области значений $C_{vмес}$ поступления суммарной солнечной радиации на горизонтальную поверхность по данным базы NASA POWER за десятилетний период (2009-2018 гг.). Проведенные расчеты коэффициентов изменчивости поступления суммарной солнечной радиации на 10-летний период позволили выделить на территориях трех регионов РФ (Республика Алтай, Оренбургская и Астраханская области) зоны разного уровня риска получения стабильной энергоснабжения на СЭС: $C_{vмес}$ менее 12% - низкий уровень риска, $C_{vмес}$ от 12% до 14% - средний уровень и более 14% - значительный уровень.



Рис. 1. Распределения значений $S_{\text{мес}}$ поступления суммарной солнечной радиации на горизонтальную поверхность по данным базы NASA POWER за десятилетний период (2009-2018 гг.) [27].

На основе данных о ежемесячной выработке электроэнергии 18 СЭС различной мощности (от 5 МВт до 60 МВт) в регионах РФ за 2018-2020 гг., были проведены расчеты среднемесячных и среднегодовых значений коэффициента использования установленной мощности (Киум) этих станций. Сопоставление Киум СЭС и результатов зонирования риска показало хорошее соответствие: наиболее высокие значения Киум характерны для СЭС, расположенных в зоне низкого уровня риска.

3 Заключение

Высокий уровень риска проектов возобновляемой энергетики снижает их кредитоспособность и, следовательно, затрудняет получение заемного капитала. Фундаментальным требованием для привлечения финансирования и успешной реализации является снижение рисков, которые имеют наибольшую вероятность негативного воздействия на проект.

Сооружение энергообъектов на ВИЭ получает в настоящее время в России большую государственную поддержку, снижающую риски в работе электростанций. Ряд российских и международных страховых компаний предлагают страховые продукты для ветровых и солнечных электростанций и в России.

Так, в частности АО СК «Альянс» запустила – помимо комбинированного страхования на всех этапах жизненного цикла проекта на ВИЭ, – новую форму – природное индексное страхование недополученной выручки вследствие недостатка солнечных и ветровых ресурсов. На современном этапе особенно важна

дальнейшая разработка и адаптация к российским условиям существующей в зарубежной практике методологии управления рисками при использовании всех видов возобновляемых источников энергии – как для сетевого, так и для автономного энергоснабжения.

Благодарность

Статья подготовлена в соответствии с госбюджетной темой «Географические основы устойчивого развития энергетических систем с использованием возобновляемых источников энергии» (121051400082-4).

Литература

1. Unlocking Renewable Energy Investment: The Role of Risk Mitigation and Structured Finance. Abu Dhabi: IRENA, 2016.
2. Ioannou A., Angus A., Brennan F. Risk-based methods for sustainable energy system planning: A review//Renewable and Sustainable Energy Reviews 2017. V.74. Pp. 602-615.
3. Guido C. Guerrero-Liquet, Juan Miguel Sánchez-Lozano Decision-Making for Risk Management in Sustainable Renewable Energy Facilities: A Case Study in the Dominican Republic//Sustainability. 2016. V.8 (5): 455.
4. Mauleón I. Assessing PV and wind roadmaps: Learning rates, risk, and social discounting//Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2018. V.100. Pp. 71-89.
5. Kozlova M., Collan M. Renewable energy investment attractiveness: Enabling multi-criteria cross-regional analysis from the investors' perspective//Renewable Energy. 2020.V. 150. Pp. 382-400.
6. Нефедова Л. В., Соловьев А. А. Анализ рисков освоения возобновляемых источников энергии в России // Проблемы анализа риска. 2015. Т. 12, № 6. С. 56–63.
7. Нефедова Л. В., Соловьев А. А. Тенденции и риски использования возобновляемых источников энергии в сельских районах стран Африки // Инновации в сельском хозяйстве. 2016. № 5(20). С. 99–106.
8. Нефедова Л. В., Соловьев А. А. Анализ рисков при использовании возобновляемых источников энергии в Республике Крым // Сборник трудов XIII международной конференции Возобновляемая и малая энергетика-2016. Т. 13. Жуковский: ЦАГИ. 2016. С. 303–315.
9. Нефедова Л. В., Соловьев А. А. Новые вызовы и риски на пути развития распределенной энергогенерации в Арктическом регионе России // Энергетическая политика. 2018. № 4. С. 99–108.
10. Нефедова Л. В., Соловьев А. А., Шилова Л. А., Соловьев Д. А. Факторы риска при сооружении энергообъектов на возобновляемых источниках энергии в России//Вестник МГСУ. 2016. № 12. С. 79–90.
11. Павлова О.С. Риск-менеджмент на российских энергетических предприятиях// Вестник научно-технического развития, 2011. № 6. (46). С. 34-43.
12. Нефедова Л. В., Соловьев Д. А. Риски развития возобновляемой энергетики в России//Сантехника, отопление, кондиционирование. 2018. № 5. С. 72–75.

13. Fera M., Macchiaroli R., Fruggiero F and A., Lambiase A. Risks Prioritization in Decision Making for Wind Energy Investments using Analytic Network Process (ANP) //International Journal of Applied Engineering Research. 2017 V.12, No.10 Pp. 2567-2574.
14. Arnold, U., &Yildiz, O. Economic risk analysis of decentralized renewable energy infrastructures – A Monte Carlo Simulation approach// Renewable Energy. 2015. V.77, Pp. 227–239.
15. Нефедова Л. В., Соловьев А. А. Эффективность современных финансовых методов управления рисками в возобновляемой энергетике // Возобновляемая энергетика XXI век: Энергетическая и экономическая эффективность/Под ред. д.т.н. О.С. Попеля. М.: Изд-во ОИВТ РАН. 2018. С. 141–146.
16. Нефедова Л. В., Соловьев А. А. Финансовые методы управления рисками при использовании ВИЭ // Энергетическая политика. — 2020. № 5 (147). С. 62–75.
17. Ермасова Н.Б. Риск-менеджмент. М.: «Альфа-Пресс», 2005.
18. Нефедова Л. В., Соловьев А. А. Финансовые методы управления рисками в энергетике при использовании возобновляемых энергоресурсов // География возобновляемых источников энергии. Москва.: ИД Энергия, 2021. С. 96–107.
19. О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности: Постановление Правительства РФ от 28.05.2013 № 449 ред. от 10.11.2015.
20. Choi, Y., Suh, J., Kim, S.-M. GIS-Based Solar Radiation Mapping, Site Evaluation, and Potential Assessment. A Review //Appl. Sci. 2019, V.9, p.1960.
21. Guaita-Pradas I., Marques-Perez I., Gallego A. and Segura B. Analysing territory for the sustainable development of solar photovoltaic power using GIS databases. // Environ. Monit. Assess. 2020. V.192(5):263.
22. Doorga J., Rughooputh S., Boojhawon R. Multi-criteria GIS-based modelling technique for identifying potential solar farm sites: a case study in Mauritius// Renew. Energy. V. 133. Pp. 1201-1219.
23. Shorabeh S.N., Firozjaei M.K. et al. A risk-based multi-criteria spatial decision analysis for solar power plant site selection in different climates: A case study in Iran//Renewable Energy. 2019. V.3. Pp. 958-973.
24. База данных NASA SSE // [Электронный ресурс] <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer> (дата обращения 30.01.2022)
25. Nefedova L. V., Rafikova Y. Y., Soloviev D. A. Application of climatic characteristics statistical assessments and GIS technologies for solar energy systems development // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2021. V. 1079. P. 032086.
26. Нефедова Л. В., Рафикова Ю. Ю. Статические оценки климата и ГИС-технологии при анализе рисков в гелиоэнергетике // Энергетическая политика. 2021. № 4 (158). С. 44–53.
27. Нефедова Л. В., Рафикова Ю. Ю. Использование статистических оценок климатических характеристик и ГИС-технологий для анализа рисков развития гелиоэнергетики//Тенденции развития альтернативной и возобновляемой энергетики: проблемы и решения. Ташкент: ПГТУ имени Ислама Каримова, 2021. С. 30–36.

References

1. Unlocking Renewable Energy Investment: The Role of Risk Mitigation and Structured Finance. Abu Dhabi: IRENA, 2016.
2. Ioannou A., Angus A., Brennan F. Risk-based methods for sustainable energy system planning: A review//Renewable and Sustainable Energy Reviews 2017. V.74. Pp. 602-615.
3. Guido C. Guerrero-Liquet, Juan Miguel Sánchez-Lozano Decision-Making for Risk Management in Sustainable Renewable Energy Facilities: A Case Study in the Dominican Republic//Sustainability. 2016. V.8 (5): 455.
4. Mauleón I. Assessing PV and wind roadmaps: Learning rates, risk, and social discounting//Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2018. V.100. Pp. 71-89.
5. Kozlova M., Collan M. Renewable energy investment attractiveness: Enabling multi-criteria cross-regional analysis from the investors' perspective//Renewable Energy. 2020.V. 150. Pp. 382-400.
6. Nefedova L. V., Solov'ev A. A. Analiz riskov osvoeniya vozobnovlyaemykh istochnikov energii v Rossii // Problemy analiza riska. 2015. T. 12, № 6. S. 56–63.
7. Nefedova L. V., Solov'ev A. A. Tendencii i riski ispol'zovaniya vozobnovlyaemykh istochnikov energii v sel'skih rajonah stran Afriki // Innovacii v sel'skom hozyaj-stve. 2016. № 5(20). S. 99–106.
8. Nefedova L. V., Solov'ev A. A. Analiz riskov pri ispol'zovanii vozobnovlyaemykh istochnikov energii v Respublike Krym // Sbornik trudov VIII mezhdunarodnoj konferencii Vozobnovlyaemaya i malaya energetika-2016. T. 13. ZHukovskij: CAGI. 2016. S. 303–315.
9. Nefedova L. V., Solov'ev A. A. Novye vyzovy i riski na puti razvitiya raspredelennoj energogeneracii v Arkticheskom regione Rossii // Energeticheskaya politika. 2018. № 4. S. 99–108.
10. Nefedova L. V., Solov'ev A. A., Shilova L. A., Solov'ev D. A. Faktory riska pri sooruzhenii energoob'ektov na vozobnovlyaemykh istochnikah energii v Ros-sii//Vestnik MGSU. 2016. № 12. S. 79–90.
11. Pavlova O.S. Risk-menedzhment na rossijskikh energeticheskikh predpriyatiyah// Vest-nik nauchno-tekhnicheskogo razvitiya, 2011. № 6. (46). S. 34-43.
12. Nefedova L. V., Solov'ev D. A. Riski razvitiya vozobnovlyaemoj energetiki v Ros-sii//Santekhnika, otoplenie, kondicionirovanie. 2018. № 5. S. 72–75.
13. Fera M., Macchiaroli R., Fruggiero F and A., Lambiase A. Risks Prioritization in Decision Making for Wind Energy Investments using Analytic Network Process (ANP) //International Journal of Applied Engineering Research. 2017 V.12, No.10 Pp. 2567-2574.
14. Arnold, U., &Yildiz, O. Economic risk analysis of decentralized renewable energy infrastructures – A Monte Carlo Simulation approach// Renewable Energy. 2015. V.77, Pp. 227–239.
15. Nefedova L. V., Solov'ev A. A. Effektivnost' sovremennykh finansovykh metodov upravleniya riskami v vozobnovlyaemoj energetike // Vozobnovlyaemaya energetika XXI vek: Energeticheskaya i ekonomicheskaya effektivnost'/Pod red. d.t.n. O.S. Popelya. M.: Izd-vo OIVT RAN. 2018. S. 141–146.
16. Nefedova L. V., Solov'ev A. A. Finansovye metody upravleniya riskami pri is-pol'zovanii VIE // Energeticheskaya politika. — 2020. № 5 (147). S. 62–75.
17. Ermasova N.B. Risk-menedzhment. M.: «Al'fa-Press», 2005.
18. Nefedova L. V., Solov'ev A. A. Finansovye metody upravleniya riskami v energeti-ke pri ispol'zovanii vozobnovlyaemykh energoresursov // Geografiya vozobnovlyaemykh istochnikov energii. Moskva.: ID Energiya, 2021. S. 96–107.

19. O mekhanizme stimulirovaniya ispol'zovaniya vozobnovlyaemyh istochnikov energii na optovom rynke elektricheskoy energii i moshchnosti: Postanovlenie Pravitel'stva RF ot 28.05.2013 № 449 red. ot 10.11.2015.
20. Choi, Y., Suh, J., Kim, S.-M. GIS-Based Solar Radiation Mapping, Site Evaluation, and Potential Assessment. A Review // *Appl. Sci.* 2019, V.9, p.1960.
21. Guaita-Pradas I., Marques-Perez I., Gallego A. and Segura B. Analysing territory for the sustainable development of solar photovoltaic power using GIS databases. // *Environ. Monit. Assess.* 2020. V.192(5):263.
22. Doorga J., Rughooputh S., Boojhawon R. Multi-criteria GIS-based modelling technique for identifying potential solar farm sites: a case study in Mauritius // *Renew. Energy*. V. 133. Pp. 1201-1219.
23. Shorabeh S.N., Firozjaei M.K. et al. A risk-based multi-criteria spatial decision analysis for solar power plant site selection in different climates: A case study in Iran // *Renewable Energy*. 2019. V.3. Pp. 958-973.
24. Database NASA SSE // [web resource] <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer> (дата обращения 30.01.2022)
25. Nefedova L. V., Rafikova Y. Y., Soloviev D. A. Application of climatic characteristics statistical assessments and GIS technologies for solar energy systems development // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2021. V. 1079. P. 032086.
26. Nefedova L. V., Rafikova YU. YU. Staticheskie ocenki klimata i GIS-tehnologii pri analize riskov v gelioenergetike // *Energeticheskaya politika*. 2021. № 4 (158). S. 44–53.
27. Nefedova L. V., Rafikova YU. YU. Ispol'zovanie statisticheskikh ocenok klimaticheskih harakteristik i GIS-tehnologij dlya analiza riskov razvitiya gelioenergetiki // *Tendencii razvitiya alternativnoj i vozobnovlyaemoj energetiki: problemy i resheniya*. Tashkent: TGTU imeni Islama Karimova, 2021. S. 30–36.

The problem of risks assessment in renewable energy in the studies of the research laboratory for RES of Lomonosov Moscow State University

Nefedova L.V.^{1,2}, Rafikova Yu.Yu.^{1,3},

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

²E-mail: nefludmila@mail.ru,

³E-mail: ju.rafikova@gmail.com

Abstract. The importance of developing a risk management methodology for the development of the renewable energy sector in Russia is justified. The stages of researches on the problem of risk assessments and management in renewable energy in MSU since 2015 are considered. The results are described: a list of risk factors and methods of managing them by using different kinds of renewable energy sources; internal and external components of risk factors that depend and not depend on the developers of RE projects are identified. The author's methodology for assessing resource risks level in the solar energy industry based on the

calculation of the variability of the statistical parameters of insolation is presented.

Keywords: renewable energy sources, solar energy, resource risks, risk management, risk factors.

Acknowledgment

The article was prepared in accordance with the state budget theme "Geographical foundations of sustainable development of energy systems using renewable energy sources" (121051400082-4).

Оценочный прогноз изменений отдельных компонентов природной среды на основе регрессионной модели

Валерий Михайлович Фёдоров^[0000-0003-2305-7408]1,2,

Екатерина Валерьевна Фёдорова^[0000-0001-8054-2763]1,2,

Алим Михайлович Залиханов^[0000-0002-2540-6045]1,3

¹Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²E-mail: fedorov.msu@mail.ru, ³E-mail: bulungu@yandex.ru

Аннотация. Представлены результаты оценочного прогноза изменения отдельных компонентов природной среды в XXI в. Прогноз выполнен с использованием регрессионной модели и инсоляционной контрастности в качестве предиктора. Определено, что уровень Мирового океана к концу текущего столетия достигнет значения 476 мм (относительно начала XXI в.). По сравнению с 2020 г. повышение составит 168 мм. Среднегодовая площадь морских льдов в Северном полушарии с 2020 по 2100 гг. сократится на 3,39 млн. км² или на 29,4%, минимальная – на 5,65 млн. км² или на 77,1%. В 2050 г. уменьшение площади морских льдов в Северном Ледовитом океане относительно 2018 г. составит для среднегодовой площади 18,3%, для максимальной – 10,1%, для минимальной – 60,3%. В среднем по девяти ледниковым районам Северного полушария сокращение баланса массы льда с 1900 по 2050 гг. оценивается в 42,9 м водного эквивалента (в.э.). С 2020 по 2050 гг. в среднем, по ледникам, охваченным балансовыми наблюдениями в Северном полушарии сокращение массы льда ожидается равным 8,8 м в.э.

Ключевые слова: оценочный прогноз; регрессионная модель; инсоляционная контрастность, уровень мирового океана; площадь морских льдов; баланс массы ледников

1 Введение

Проблема изменений современного глобального климата и, связанных с ним изменений окружающей природной среды и отдельных ее компонентов представляется актуальной, как для науки, так и для практической деятельности [4, 12]. Основным источником энергии природной системы Земли и фактором изменения состояния природной среды в пространстве и во времени является солнечная радиация. Изменение температурного режима Земли в основном определяется усилением меридионального переноса тепла из экваториальной области в полярные районы. Усиление меридионального переноса тепла регулируется меридиональным градиентом инсоляции, который связан с изменением наклона оси вращения Земли [19].

Целью представленной работы является составление оценочных прогнозов отдельных компонентов окружающей природной среды на основе регрессионной модели. В качестве регрессора используется годовая и летняя инсоляционная контрастность – ИК (рис. 1), которая обобщенно, по областям источника и стока тепла, отражает многолетние изменения меридионального градиента инсоляции, регулирующего перенос энергии в системе «океан – атмосфера» [19]. ИК линейно связана с изменением угла наклона оси вращения Земли.

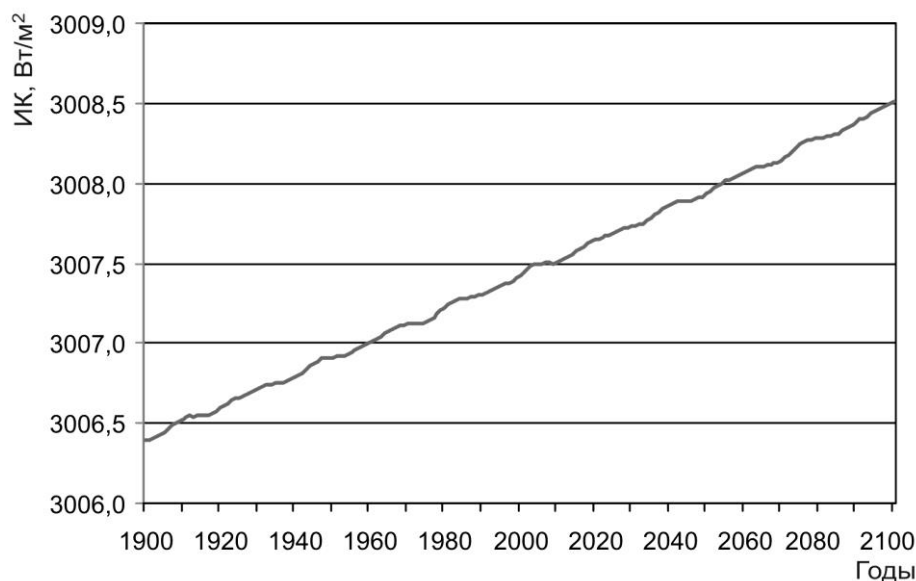


Рис. 1. Многолетние изменения летней инсоляционной контрастности в Северном полушарии (сглаженной по 30 годам методом скользящего среднего)

2 Прогноз изменения уровня Мирового океана

С отмечаемыми тенденциями повышения приповерхностной температуры воздуха (ПТВ) и температуры поверхности океана (ТПО), определяемыми усилением меридионального переноса тепла из-за уменьшения наклона оси вращения Земли и увеличения меридионального градиента инсоляции на верхней границе атмосферы (ВГА), связан тренд повышения уровня Мирового океана (УМО).

Изменение УМО определяется эвстатическими и изостатическими причинами. Первые связаны с таянием ледников [14-16, 23] и многолетних морских льдов [17, 21, 22], которое определяется вариациями температурных характеристик приземной атмосферы и поверхностного слоя океана (аномалии ПТВ и ТПО). От изменения температуры зависят процессы испарения и выпадения атмосферных осадков [2, 3], а также плотностная (стерическая) составляющая изменения УМО, связанная с расширением удельного объема воды в поверхностном слое океана.

В общей климатологии УМО рассматривается как интегральный индикатор глобального водообмена, перераспределяющего воды гидросферы между отдельными оболочками Земли, прежде всего между ледниковыми покровами и водами суши. Одновременно с этим УМО испытывает стерические колебания, возникающие под действием главным образом температуры верхнего слоя океана, а также частично от поступления пресных вод с ледников и речных водосборов [2, 3, 9]. Объемные изменения УМО в основном представляют собой сумму эвстатических факторов и стерической компоненты. Предполагается, что в современных климатических условиях при глобальном осреднении колебания УМО за счет современных вертикальных движений земной коры, имеющих разный знак в различных регионах Земли, изменения эвстатической компоненты нивелируются [2]. Таким образом, изостатические деформации УМО предполагаются несущественными на рассматриваемом временном интервале.

Исходными данными по изменению УМО были три ряда годовых значений, охватывающих период с 1842 и с 1860 г. по 2008 г. Ряд 1 – результат реконструкции (с 1842 по 2008 гг.) уровня океана и данных инструментальных наблюдений, которые были получены в Российском государственном гидрометеорологическом университете (РГГМУ) [8, 9]. Ряд 2 охватывал период с 1860 по 2008 гг. [29], ряд 3 – с 1842 по 2008 гг. [31]. Для сравнения указанных рядов УМО они были совмещены на отметке 100 мм для 1901 г. [8]. Эти ряды, предоставленные авторам В.Н. Малининым (РГГМУ), анализировались в связи с изменением значений годовой ИК.

Многолетняя изменчивость УМО более чем на 95% выражается трендами. Исходные ряды обладают значительным сходством (коэффициент парной корреляции между ними превышает 0,985). Их корреляционный анализ с годовой ИК (не сглаженной) показывает высокую связь между изменением УМО и меридионального распределения инсоляции. Значение коэффициента корреляции (R) для ряда 1 составляет 0,908, для ряда 2 – 0,910, для ряда 3 – 0,929. С учетом высоких значений R авторами публикации были рассчитаны линейные и полиномиальные (полином второй степени) уравнения регрессии годовой ИК и значений УМО для всех трех рядов.

Прогноз выполнялся на основе регрессионной модели с годовой ИК (сглаженной по 30-летним скользящим средним). Прогностические значения рассчитывались по ансамблю линейных и полиномиальных решений. Сглаживание проводилось для исключения полученных расхождений в фактических и рассчитанных значениях УМО, связанных с нутационным циклом [19]. Колебания, обусловленные этим циклом (с периодом около 19 лет), проявляются в изменении ИК, но не выражены в многолетних вариациях УМО. Оценочный прогноз изменения УМО выполнялся на текущее столетие с 2009 г. в связи с тем, что исходными данными охватывается период до 2008 г. (включительно) (рис. 2).

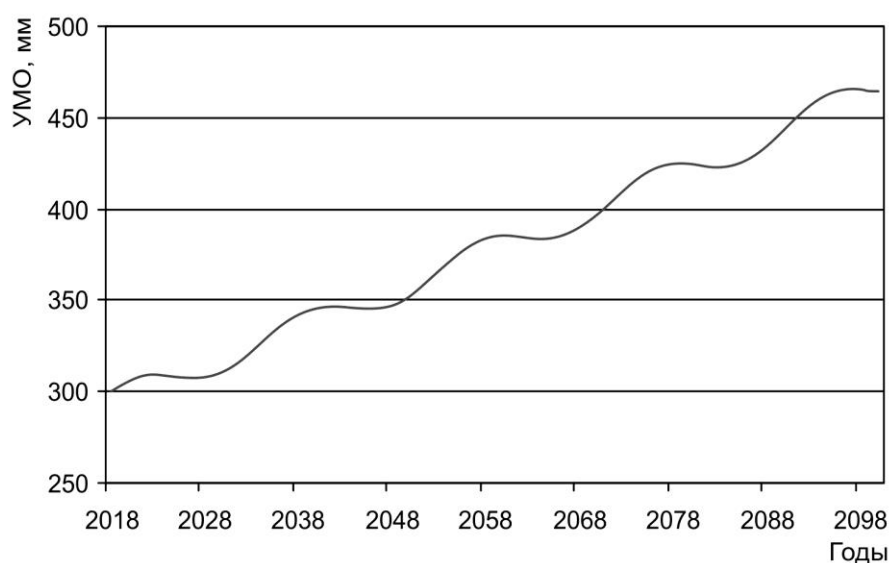


Рис. 2. Оценочный прогноз изменения УМО (среднее по рядам 1, 2 и 3)

По рассчитанным данным (осредненным по трем прогностическим рядам), к концу текущего столетия УМО достигнет значения 476 мм. Относительно 2020 г. (308 мм) это повышение УМО составит 168 мм или 54,6%. Последствиями отмечаемого в связи с потеплением климата повышения УМО могут стать подтопления (особенно в результате ветровых нагонов) территорий, расположенных вблизи отмечаемых высотных уровней, абразионный и термоабразионный размыв берегов и отступление береговой линии. Однако масштабы этих процессов будут в основном уступать величинам, прогнозируемым на основе численного моделирования. При различных заданных сценариях [10] роста концентрации парниковых газов в период 1990–2100 гг. физико-математическим моделированием прогнозируется подъем УМО в пределах 140–800 мм [5]. По авторским статистическим расчетам в период с 2020 по 2100 гг. повышение УМО составит 168 мм.

3 Прогноз изменения площади морских льдов в Северном полушарии и Северном Ледовитом океане

Изменения в криосфере Земли связаны, прежде всего, с вариациями глобальной температуры, которая представляет собой один из основных показателей изменяющегося климата. Следствием тенденции увеличения ПТВ и ТПО являются современные тенденции криосферных процессов – сокращение площади морских льдов, деградация горного и материкового (Антарктида, Гренландия) оледенения и мерзлоты, а также многие экологические проблемы в Арктике, связанные с активизацией процессов термоабразии и термоденудации берегов арктических морей, термоэрозии, термокарста и др.

Льды занимают около 6% поверхности Земли или, приблизительно, 30 млн. км². Основная их масса сосредоточена в Арктике и Антарктике. В Северном материковом полушарии на льды суши приходится всего 20% общей площади оледенения Арктики, остальные 80% – на морские льды [7]. Сезонные изменения оледенения суши и моря в Арктике в настоящее время происходят на площади приблизительно от 7 до 15 млн. км². Летом площадь морских льдов сокращается примерно вдвое. Интересно, что также вдвое сокращается поступление солнечной радиации в зимнее полугодие по сравнению с летним в полушарии [19].

Ледяной покров – это результат взаимодействия океана и атмосферы в определенных температурных условиях [1, 17, 25]. Его важнейшим параметром является площадь. С течением времени она испытывает изменения, наиболее масштабные из которых сезонные, межгодовые и многолетние. Изучение самих вариаций и причин, их вызывающих, составляет одну из наиболее актуальных задач криолитологии и морского ледоведения [1, 25]. Изменения площади морских льдов происходят в основном в летнее полугодие. Авторами публикации определена тесная корреляционная связь многолетних изменений площади морских льдов в Северном полушарии с многолетними изменениями годовой и летней ИК, отражающей интенсивность меридионального переноса радиационного тепла (табл. 1). Исходными данными по площади морских льдов были значения реконструкции с 1870 по 2006 гг. [28, 33, 35].

Таблица 1. Значения коэффициента корреляции (статистически значимы с вероятностью 0,99) площади морских льдов в Северном полушарии с годовой и сезонной ИК (1870–2006 гг.)

Площадь льдов / ИК	Годовая	Летняя	Зимняя
Среднегодовая	-0,771	-0,772	-0,053
Минимальная	-0,812	-0,811	0,080
Сезонная амплитуда	0,821	0,821	-0,079

На основе найденных уравнений регрессии (линейное и полиномиальное уравнения) рассчитывались значения показателей площади морских льдов на период с 2017 по 2100 гг. (рис. 3). В качестве предиктора в этом случае использовалась летняя ИК в Северном полушарии.

Анализ полученных результатов (по ансамблю линейных и полиномиальных – полином второй степени – решений) показывает, что среднегодовая площадь морских льдов в Северном полушарии с 2020 по 2100 гг. уменьшится (с 11,55 до 8,16 млн. км²) на 3,39 млн. км² или на 29,4%. Минимальная площадь сократится (с 7,33 до 1,68 млн. км²) на 5,65 млн. км² или на 77,1%. Сезонная амплитуда площади морских льдов за это время увеличится (с 7,42 до 11,90 млн. км²) на 4,29 млн. км² или на 56,3%.

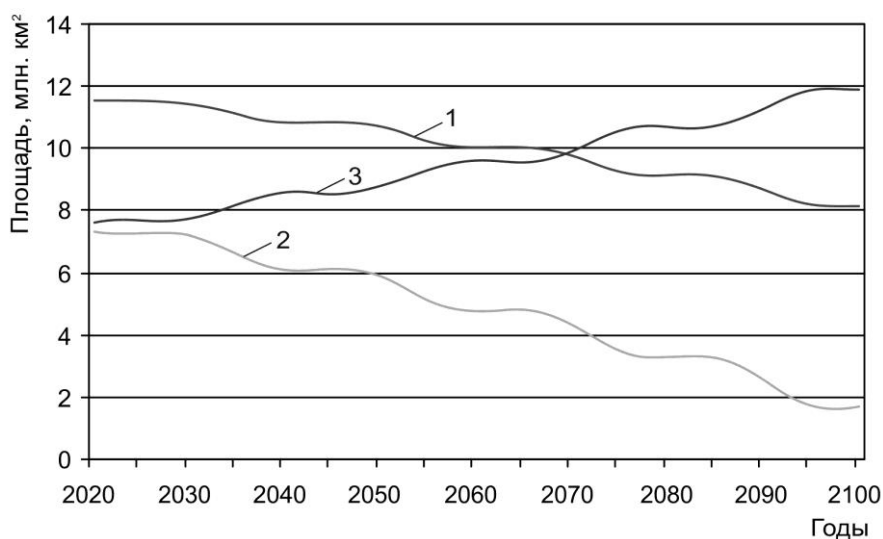


Рис. 3. Оценочный прогноз изменения среднегодовой (1), минимальной (2) и сезонной амплитуды (3) площади морских льдов в Северном полушарии

Рассчитанные значения показателей площади морских льдов характеризуются высокими значениями коэффициента корреляции с вычисленными ранее по регрессионной модели значениями аномалии ТПО и ПТВ (без учета КМО) [19]. За период с 1850 по 2050 гг. R для рассчитанной среднегодовой, минимальной и сезонной амплитуды площади морских льдов и полученных значений аномалии ТПО и ПТВ составляет $-0,935$, $-0,957$ и $0,963$ соответственно. Такие большие величины R определяются природой исходных показателей площади морских льдов, представляющих собой реконструированные на основе температурных данных значения [34, 35].

С 1979 г. ведутся спутниковые наблюдения за изменением площади морского льда в Северном Ледовитом океане (рис. 4). Спутниковые данные [13] характеризуются высокими значениями R , как с соответствующими рядами реконструкции [28], так и с летней ИК. Например, для интервала с 1979 по 2006 гг. коэффициент корреляции между показателями максимальной площади по реконструкции [35] и спутниковым данным составляет $0,911$, между данными по минимальной площади – $0,938$. Значения R среднегодовой, максимальной и минимальной площади морских льдов с летней ИК соответственно равны $-0,920$, $-0,876$ и $-0,836$.

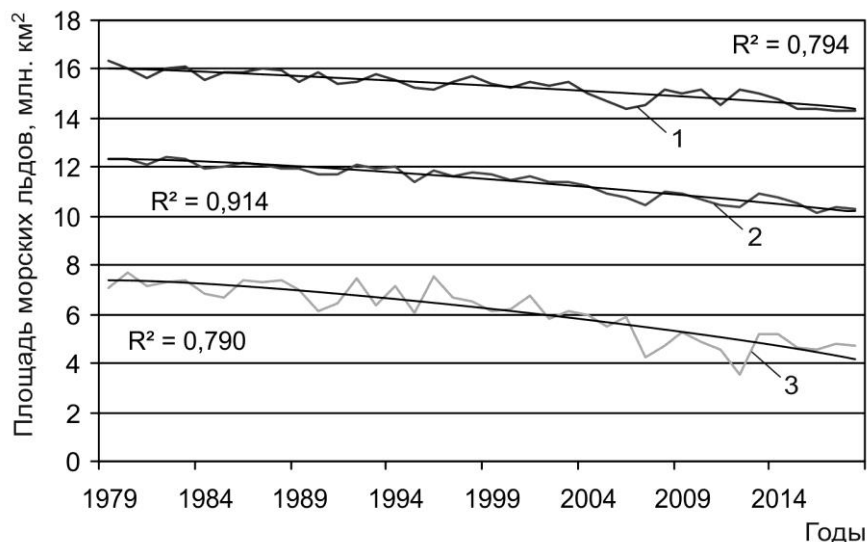


Рис. 4. Данные спутниковых наблюдений за площадью морских льдов в Северном Ледовитом океане и их тренды (полиномы второй степени): 1 – максимальной, 2 – среднегодовой, 3 – минимальной

По уравнениям регрессии (с летней ИК Северного полушария) были выполнены расчеты площади морских льдов в Северном Ледовитом океане. По ансамблю линейных и полиномиальных решений вычислялись средние значения площади морских льдов. Расчет дисперсии (по фактическим значениям площади морских льдов и разности соответствующих фактических и рассчитанных значений) показывает, что многолетними изменениями летней ИК определяется 95,1% многолетней изменчивости среднегодовой площади морских льдов в Северном Ледовитом океане, 93,5% максимальной и 89,2% минимальной соответственно.

По ансамблю линейных и полиномиальных решений выполнен оценочный прогноз изменения площади морских льдов в Северном Ледовитом океане на период до 2050 г. (что определяется относительно малой продолжительностью исходных данных спутниковых измерений) (рис. 5).

В 2050 г. среднегодовая площадь морских льдов в Северном Ледовитом океане составит 8,43 млн. км², максимальная – 12,86 млн. км², минимальная – 1,87 млн. км². Относительно 2018 г. среднегодовая площадь в 2050 г. уменьшится на 1,89 млн. км², максимальная – на 1,44 млн. км², минимальная – на 2,84 млн. км². Таким образом, в сравнении с 2018 г. сокращение среднегодовой площади морских льдов в Северном Ледовитом океане составит 18,3%, максимальной – 10,1%, минимальной – 60,3%.

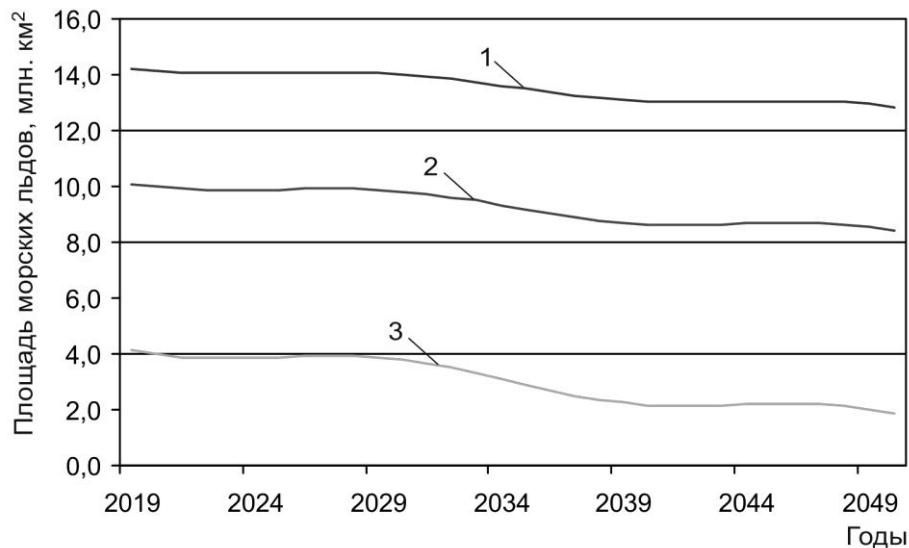


Рис. 5. Оценочный прогноз площади морских льдов в Северном Ледовитом океане по данным спутниковых наблюдений: 1 – максимальной, 2 – среднегодовой, 3 – минимальной

Известны физико-математические (динамико-термодинамические и физико-статистические) модели, на основе которых рассчитывается площадь морских льдов в Северном полушарии до 2090 г. [30, 33]. В табл. 2 приведены среднегодовые значения рассчитанной за период 2011–2030 гг. максимальной и минимальной площади морских льдов по различным физико-математическим моделям.

Таблица 2. Рассчитанная площадь морского льда в Северном полушарии

Модель	Максимальная площадь (март), млн км ²	Минимальная площадь (сентябрь), млн км ²
CGCM2	15,14	3,33
CSM_1.4	15,00	7,00
ESHAM4/OPYC3	15,62	6,03
GFDL-R30_c	15,60	5,91
HadCM3	15,33	6,22

Примечание: CGCM2 – модель Канадского центра моделирования и анализа климата, CSM_1.4 – модель Национального центра атмосферных исследований (США), ESHAM4/OPYC3 – модель Института метеорологии Макса Планка (Германия), GFDL-R30_c – модель Лаборатории геофизической гидродинамики

Национального управления океанических и атмосферных исследований (США), HadCM3 – модель Центра Хэдли Метеорологического бюро (Великобритания).

Полученное авторами публикации на основе реконструкции [35] по ансамблю линейных и полиномиальных статистических решений среднее значение минимальной площади морских льдов в Северном полушарии для периода с 2011 по 2030 гг. составляет 7,53 млн. км², т.е. является более консервативным, чем представленные в табл. 2 результаты модельных расчетов. Максимальная площадь на этом интервале в среднем составляет 14,98 млн. км² (очень близкое совпадение с результатом модели CSM_1.4. Минимальная площадь также ближе всего к результатам этой модели.

Отмечается, что полученные в результате расчета по перечисленным моделям значения площади морских льдов заметно различаются как между собой, так и при сравнении с наблюдающимися фактическими данными [25]. Наиболее существенная разница характерна для вычислений минимальной площади морских льдов. В среднем (см. табл. 2) расхождение между результатами расчетов этого параметра по различным моделям для периода 2011–2030 гг. составляет 0,95 млн. км² или 16,6% от среднего по всем моделям значения площади морских льдов (5,70 млн. км²). Отличия между рассчитанными по отдельным моделям результатами определяются разницей в алгоритмах расчета и используемых исходных данных. При этом различия между фактическими и рассчитанными значениями отражают уровень адекватности физико-математической модели [5, 20, 27].

Сводный анализ по шести моделям IPCC показывает, что минимальная (сентябрь) площадь морского льда около 1,00 млн. км² (то есть, «свободная ото льда Арктика») будет достигнута приблизительно к 2037 г. (в интервале от 2026 по 2046 гг.) [28, 32]. По полученным авторами публикации данным на основе регрессионной модели с использованием реконструкции [35] минимальная площадь морских льдов в Северном полушарии в 2050 г. будет составлять около 5,88 млн. км². По оценочному прогнозу с использованием спутниковой информации минимальная площадь морских льдов в Северном Ледовитом океане в 2050 г. сократится до 1,87 млн. км².

Опыт прогнозных статистических оценок изменения площади морских льдов на основе данных инсоляции может иметь теоретическое значение при разработке стратегических планов нового этапа освоения российской Арктики с учетом оценки состояния арктической природной среды в будущем. Также полученные результаты могут оказаться полезными в практике нефте- и газодобычи на арктическом шельфе, в развитии рыболовства, судоходства, при строительстве гидротехнических и иных сооружений в прибрежных районах и на островах данного региона.

4 Прогноз изменения суммарного баланса массы ледников в ледниковых районах Северного полушария

Прогноз изменения баланса массы льда в ледниковых районах представляется актуальным, во-первых, в связи с тем, что ледники являются индикаторами региональных климатических изменений. Во-вторых, горные ледники – одна из составляющих водных ресурсов, учет которых важен для определения стратегии социально-экономического развития регионов.

Многолетние изменения массы льда в ледниковых районах Земли связаны, прежде всего, с изменением глобальной температуры. Перенос тепла в планетарной системе связан с циркуляционными процессами в атмосфере и океане. Они в свою очередь вносят существенные изменения в годовой, сезонный и суточный ход изменения температуры воздуха, который определяется поступающей от Солнца энергией. Кроме того, циркуляционные процессы в атмосфере существенно деформируют связанную с приходящей солнечной радиацией суточную, сезонную и годовую периодичность в изменении температурного режима (в синоптическом масштабе времени). С циркуляционными процессами в атмосфере связано образование и распространение атмосферных осадков. Они влияют и на ход основных климатических показателей, определяющих условия развития ледников, и в связи с этим представляются (наряду с приходящей от Солнца радиацией) важнейшим фактором как распространения ледников в пространстве, так и их развития во времени. При этом общий ход циркуляционных процессов тесно связан с инсоляцией [24].

Динамика ледников во многом определяется температурным режимом, тесно связанным с ИК [18, 23], в связи с этим для анализа и прогноза многолетних изменений суммарного баланса массы льда в ледниковых районах Северного полушария использовались рассчитанные и сглаженные (по 30-летним скользящим средним) значения летней ИК в Северном полушарии. Анализ проводился по временным рядам, включающим инструментальные измерения суммарного баланса массы и данные реконструкции [14]. Для всех девяти анализируемых ледниковых районов Северного полушария обнаружена тесная связь изменений суммарного баланса массы льда с летней ИК (табл. 3). Среднее значение суммарного баланса массы для ледникового района определялось осреднением данных, полученных в результате инструментальных наблюдений и реконструированных, по суммарному балансу массы ледников, охваченных инструментальными наблюдениями [14–16, 18]. В качестве исходных для реконструкции и прогноза использовались результаты инструментальных наблюдений баланса массы льда для отдельных ледников, представленные в сборниках *Fluctuations of glaciers* [11].

В исходных рядах регионально осредненного суммарного баланса массы многолетние изменения в основном учитываются линейным и полиномиальным трендами (см. табл. 3). В связи с этим корреляционное сопоставление этих трендов с трендами угла наклона оси и летней ИК (83–85% дисперсии в этих рядах

также учитывается трендами) представляется оправданным для объяснения причин более чем 90% изменений регионально осредненного суммарного баланса массы льда.

Таблица 3. Значения коэффициента корреляции (R) суммарного баланса массы льда в ледниковых районах с летней ИК и коэффициента детерминации (R^2) тех же исходных рядов

№ п/п	Ледниковый район	R	R^2	
			Тренд	
			линейный	полиномиальный
1	Скандинавия	-0,787	0,840	0,964
2	Шпицберген	-0,885	0,997	0,997
3	Канадский Арктический архипелаг	-0,688	0,577	0,940
4	Аляска	-0,874	0,947	0,975
5	Кордильеры	-0,883	0,975	0,987
6	Альпы	-0,841	0,890	0,946
7	Кавказ	-0,845	0,940	0,992
8	Тянь-Шань	-0,887	0,985	0,987
9	Памиро-Алай	-0,875	0,960	0,962
Среднее		-0,841	0,901	0,972

На основе найденной корреляционной связи с летней ИК были построены уравнения регрессии (линейные и полиномиальные – полином второй степени) суммарного баланса массы и ИК. Коэффициент детерминации (R^2) рассматривают, как правило, в качестве основного показателя, отражающего меру качества регрессионной модели, описывающей связь между зависимой и независимыми переменными (табл. 4). Этот коэффициент показывает, какая доля вариации, объясняемой переменной, учитывается в модели и определяется влиянием на нее факторов, включенных в модель (чем ближе R^2 к 1, тем выше качество модели).

Прогноз выполнялся по ансамблю линейных и полиномиальных решений последовательным алгебраическим сложением рассчитанных годовых значений баланса массы льда с суммарным, полученным по исходным рядам (рис. 6). Годовые величины вычислялись по определенным на основе регрессионной модели значениям регионально осредненного суммарного баланса массы льда в м водного эквивалента (в.э.) [14]. В результате получен характер изменения регионально осредненного суммарного баланса массы льда для девяти ледниковых районов Северного полушария с 1900 по 2050 гг. (см. рис. 6).

Таким образом, для среднего (из охваченных балансовыми наблюдениями) по району леднику максимальная потеря льда с 1900 по 2050 гг. отмечается для Шпицбергена – 67,9 м в.э. Для регионально осредненного суммарного баланса массы льда на Шпицбергене получена линейная зависимость от летней ИК. Значительные потери льда отмечаются на Аляске – 53,6 м в.э., в Кордильерах – 54,2 м в.э. и на Тянь-Шане – 52,4 м в.э. Несколько меньшие за 150 лет потери массы льда получены для Альп – 46,3 м в.э. и Памиро-Алая – 44,5 м в.э. На Кавказе этот показатель за указанный период составляет около 30,0 м в.э.

Таблица 4. Значения коэффициента детерминации (R^2) в уравнениях регрессии и дисперсии для ансамблевых статистических решений по уравнениям регрессии

№ п/п	Ледниковые районы	R^2		Дисперсия D , %
		Регрессия		
		линейная	полиномиальная	
1	Скандинавия	0,827	0,963	0,929
2	Шпицберген	0,992	0,992	0,992
3	Канадский Арктический архипелаг	0,580	0,942	0,942
4	Аляска	0,946	0,976	0,946
5	Кордильеры	0,973	0,983	0,980
6	Альпы	0,887	0,941	0,928
7	Кавказ	0,932	0,986	0,973
8	Тянь-Шань	0,983	0,984	0,984
9	Памиро-Алай	0,960	0,902	0,942
Среднее		0,898	0,963	0,959

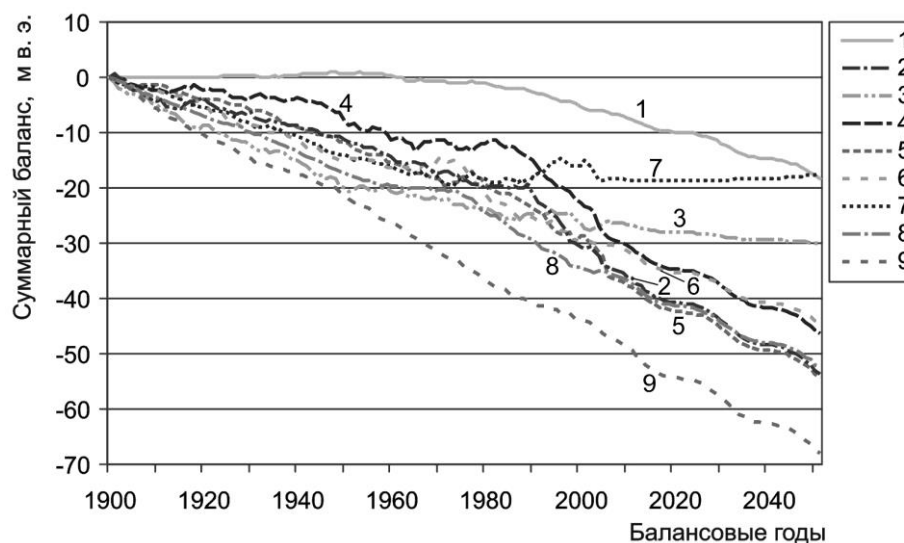


Рис. 6. Динамика регионально осредненного суммарного баланса массы льда в ледниковых районах Северного полушария в XX в. и в первой половине XXI в. 1 – Скандинавия, 2 – Шпицберген, 3 – Канадский Арктический архипелаг, 4 – Аляска, 5 – Кордильеры, 6 – Альпы, 7 – Кавказ, 8 – Тянь-Шань, 9 – Памиро-Алай

Минимальные потери льда с начала прошлого столетия до настоящего времени отмечаются в Скандинавии и на Канадском Арктическом архипелаге – 17,4 и 18,3 м в.э. соответственно. Скандинавские ледники испытывают сильное влияние Атлантики (Исландского минимума атмосферного давления), проявляющееся в циклоническом переносе с запада и юго-запада морских воздушных масс по Исландско-Карской ложбине [7, 26]. Поэтому здесь потери льда в результате увеличения глобальной ПТВ (абляции) в значительной мере компенсируются увеличением атмосферных осадков (аккумуляцией). Небольшое сокращение массы льда на Канадском Арктическом архипелаге объясняется малыми абсолютными значениями балансовых показателей.

В период с 2017 по 2050 гг. для Скандинавии и Кавказа ожидается стационарное (или близкое к нему) состояние регионально осредненного суммарного баланса массы льда. В Скандинавии потери за этот период составят 1,3 м в.э., на Кавказе – около 2,0 м в.э. [23]. Минимальное сокращение массы льда в этих районах может определяться усилением циклонической деятельности и переноса морских воздушных масс в районе Скандинавии с Атлантики, на Кавказе – со Средиземного моря. Таким образом, связанное с усилением меридионального теплообмена воздействие роста ПТВ на ледники (абляции) в этих районах полностью или частично компенсируется увеличением атмосферных осадков (аккумуляцией), которое в свою очередь также определяется усилением меридионального переноса тепла, что подтверждается увеличением продолжительности действия меридиональной южной группы циркуляции [6].

В других ледниковых районах Северного полушария потери льда за этот период в среднем будут находиться в пределах от 9,0–10,0 м в.э. (Канадский Арктический архипелаг, Памиро-Алай) до 12,0–14,0 м в.э. (Альпы, Аляска, Кордильеры, Шпицберген). Таким образом, в генетическом плане развитие Скандинавских и Кавказских ледников в условиях усиления меридионального переноса тепла и влаги в большей степени обусловлено атмосферными осадками (аккумуляцией) и в меньшей степени – адвекцией тепла (абляцией). В остальных районах тенденции изменения суммарного баланса массы в основном определяются переносом радиационного тепла (абляцией), связанным с усилением МГИ из-за уменьшения наклона оси вращения Земли [18, 19]. Таким образом, деградация горных ледников объясняется усилением меридионального переноса тепла. В Скандинавии и на Кавказе тенденция сокращения замедляется циркуляционными процессами (увеличение атмосферных осадков), в остальных районах ускоряется ими [14 – 16, 18].

В среднем по всем ледниковым районам Северного полушария уменьшение суммарного баланса массы с 1900 по 2050 гг. составит 42,9 м в.э., а с 2020 по 2050 гг. – 8,8 м в.э.

5 Заключение

Применение простых регрессионных моделей для оценки изменения отдельных компонентов окружающей природной среды представляется оправданными и актуальным. Это определяется, как необходимостью таких оперативных оценок, так и существующими проблемами физико-математического моделирования и неопределенностью сценарной концепции прогнозов, предлагаемой IPCC.

По рассчитанным данным, к концу текущего столетия УМО достигнет значения 476 мм. Относительно 2020 г. (308 мм) это повышение составит 168 мм или 54,6%.

Ожидается, что среднегодовая площадь морских льдов в Северном полушарии с 2020 по 2100 гг. сократится на 3,39 млн. км² (с 11,55 до 8,16 млн. км²) или на 29,4%, минимальная площадь – на 5,65 млн. км² (с 7,33 до 1,68 млн. км²) или на 77,1%. Сезонная амплитуда площади морских льдов за это время увеличится на 4,29 млн. км² (с 7,42 до 11,90 млн. км²) или на 56,3%.

По результатам статистического прогнозирования в 2050 г. среднегодовая площадь морских льдов в Северном Ледовитом океане составит 8,43 млн. км², максимальная – 12,86 млн. км², минимальная – 1,87 млн. км². Относительно 2018 г. среднегодовая площадь в 2050 г. сократится на 1,89 млн. км², максимальная – на 1,44 млн. км², минимальная – на 2,84 млн. км². Относительно 2018 г. сокращение среднегодовой площади морских льдов в Северном Ледовитом океане составит 18,3%, максимальной – 10,1%, минимальной – 60,3%.

В среднем по всем ледниковым районам сокращение суммарного баланса массы с 1900 по 2050 гг. достигнет 42,9 м в.э. С 2020 по 2050 гг. среднее для ледника, охваченного балансовыми наблюдениями в ледниковом районе, сокращение ожидается равным 8,8 м в.э.

Благодарность

Работа выполнена в соответствии с госбюджетными темами «Эволюция, современное состояние и прогноз развития береговой зоны Российской Арктики» (121051100167-1) и «Географические основы устойчивого развития энергетических систем с использованием возобновляемых источников энергии» (121051400082-4).

Литература

1. Захаров В.Ф., Малинин В.Н. Морские льды и климат. Спб.: Гидрометеиздат, 2000. 92 с.
2. Клиге Р.К. Изменение глобального водообмена, отв. ред. М.И. Львович, И.Д. Цигельная. М.: Наука, 1985. 247 с.
3. Клиге Р.К., Малинин В.Н., Шевчук О.И., 2009. Колебания уровня Мирового океана в XX столетии. Вестник Московского университета. Серия 5. География, № 1, 2009. С. 7–13.

4. Кондратьев К.Я. Глобальный климат. Спб.: Наука, 1992. 359 с.
5. Кондратьев К.Я. Демирчян К.С., 2001. Климат земли и «Протокол Киото». Вестник Российской Академии наук, 2001. Том 71. № 11. С. 1002–1009.
6. Кононова Н.К. Исследования многолетних колебаний циркуляции атмосферы Северного полушария и их применение в гляциологии. Материалы гляциологических исследований, 2003. Вып. 95. С. 45–65.
7. Корякин В.С. Ледники Арктики. М.: Наука, 1988. 160 с.
8. Малинин В.Н. Уровень океана: настоящее и будущее. Спб.: Изд-во Российского государственного гидрометеорологического университета, 2012. 260 с.
9. Малинин В.Н., Гордеева С.М., Шевчук О.И. Изменчивость уровня Мирового океана за последние 140 лет. Ученые записки Российского государственного гидрометеорологического университета, 2007. № 4. С. 125–131.
10. О новых сценариях анализа выбросов, изменения климата, воздействий и стратегий реагирования. Техническое резюме, 2008. Изд-во Межправительственной группы экспертов по изменению климата, Женева, Швейцария. URL: <https://archive.ipcc.ch/pdf/supporting-material/expert-meeting-ts-scenarios-ru.pdf> (дата обращения: 29.01.2022).
11. Официальный сайт Всемирной службы мониторинга ледников (WGMS), 2022. Сборники Fluctuations of glaciers. URL: http://wgms.ch/products_fog/ (дата обращения: 29.01.2022).
12. Официальный сайт Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК), 2022. URL: <http://www.ipcc.ch/> (дата обращения: 29.01.2022).
13. Официальный сайт Национального центра данных по снегу и льду (NSIDC), 2022. URL: <https://nsidc.org/> (дата обращения: 29.01.2022).
14. Федоров В.М. Динамика баланса массы ледников в связи с макроциркуляционными процессами в атмосфере. М.: Физматлит, 2011. 376 с.
15. Федоров В.М. Причины метахронности в динамике баланса массы льда в ледниковых районах Северного полушария. Криосфера Земли, 2011. Том XV. № 2. С. 70–80.
16. Федоров В.М. Изменения ледовых ресурсов отдельных ледниковых районов Северного полушария в XX в. Водные ресурсы, 2015. Том 42. № 1. С. 3–12, <https://doi.org/10.7868/S0321059424060066>.
17. Федоров В.М. Тенденции изменения площади морских льдов в Северном полушарии и их причины. Криосфера Земли, 2015. Том XIX. № 3. С. 52–64.
18. Федоров В.М. Прогноз изменения баланса массы льда в ледниковых районах Северного полушария. Криосфера Земли, 2018. Том XXII. № 4. С. 55–64, [https://doi.org/10.21782/KZ1560-7496-2018-4\(55-64\)](https://doi.org/10.21782/KZ1560-7496-2018-4(55-64)).
19. Федоров В.М. Солнечная радиация и климат Земли. М.: Физматлит, 2018. 232 с.
20. Федоров В.М. Вариации инсоляции Земли и особенности их учета в физико-математических моделях климата. Успехи физических наук, 2019. Том 189. № 1. С. 33–46, <https://doi.org/10.3367/UFNr.2017.12.038267>.
21. Федоров В.М., Гребенников П.Б. Многолетняя динамика площади морских льдов в Северном полушарии в связи с изменением характеристик инсоляции. Криосфера Земли, 2021. Том XXV. № 2. С. 38–47, <https://doi.org/10.15372/KZ20210204>.
22. Федоров В.М., Гребенников П.Б., Фролов Д.М. Оценка роли инсоляционного фактора в изменениях площади морских льдов в Российской Арктике. Криосфера Земли, 2020. Том XXIV. № 3. С. 38–50, [https://doi.org/10.21782/KZ1560-7496-2020-3\(38-50\)](https://doi.org/10.21782/KZ1560-7496-2020-3(38-50)).
23. Федоров В.М., Залиханов А.М. Анализ изменения ледовых ресурсов Центрального Кавказа. Труды Карадагской научной станции им. Т.И. Вяземского – Природного заповедника РАН, 2018. Вып. 3(7). С. 68–84.

24. Федоров В.М., Кононова Н.К. Солнечная радиация, приходящая на верхнюю границу атмосферы, и изменчивость циркуляционных процессов в Северном полушарии. Труды Главной геофизической обсерватории им. А.И. Воейкова, 2015. № 576. С. 183–200.
25. Фролов И.Е., Гаврило В.П. (ред.). Морской лед. Спб.: Гидрометеиздат, 1997. 402 с.
26. Чижов О.П. Оледенение Северной полярной области. М.: Наука, 1976. 240 с.
27. Шерстюков Б.Г. Изменения, изменчивость и колебания климата. Обнинск. Изд-во Всероссийского научно-исследовательского института гидрометеорологической информации - Мирового центра данных, 2011. 293 с.
28. Chapman W.L., 2013. University of Illinois Sea Ice Dataset, Northern Hemisphere: 1870–2008. Publishing house of the University of Illinois at Urbana-Champaign, Urbana, IL, USA.
29. Church J.A., White N.J., 2006. A 20th century acceleration in global sea-level rise. *Geophysical Research Letters*, Vol. 33, No. 1, L01602, <https://doi.org/10.1029/2005GL024826>.
30. IPCC, 2013. Climate change 2013: The physical science basis. Contribution of Working Group I to the Fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, in T.F. Stocker, D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex, P.M. Midgley (eds). Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA. URL: <https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/> (дата обращения: 29.04.2021).
31. Jevrejeva S., Grinsted A., Moore J.C., Holgate S., 2006. Nonlinear trends and multiyear cycles in sea level records. *Journal of Geophysical Research: Oceans*, Vol. 111, No. C9, C09012, <https://doi.org/10.1029/2005JC003229>.
32. Liu J., Song M., Horton R.M., Hu Y., 2013. Reducing spread in climate model projections of a September ice-free Arctic. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, Vol. 110, No. 31, pp. 12571–12576, <https://doi.org/10.1073/pnas.1219714210>.
33. Loeng H., Brander K., Carmack E., Denisenko S., Drinkwater K., Hansen B., Kovacs K., Livingston P., McLaughlin F., Sakshaug E., 2005. Chapter 8. Marine systems. In *Arctic Climate Impact Assessment*. Cambridge University Press, Cambridge, UK, pp. 453–538.
34. Rayner N.A., Parker D.E., Horton E.B., Folland C.K., Alexander L.V., Rowell D.P., Kent E.C., Kaplan A., 2003. Global analyses of surface temperature, sea ice, and night marine air temperature since the late nineteenth century. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, Vol. 108, No. D14, 4407, <https://doi.org/10.1029/2002JD002670>.
35. Walsh J.E., Chapman W.L., 2001. 20th-century sea-ice variations from observational data. *Annals of Glaciology*, Vol. 33, pp. 444–448, <https://doi.org/10.3189/172756401781818671>.

References

1. Zaharov V.F., Malinin V.N. *Morskije l'dy i klimat*. Спб.: Гидрометеиздат, 2000. 92 с.
2. Klige R.K. *Izmenenie global'nogo vodoobmena, otv. red. M.I. L'vovich, I.D. Cigel'naya*. М.: Наука, 1985. 247 с.
3. Klige R.K., Malinin V.N., Shevchuk O.I., 2009. Kolebaniya urovnya Mirovogo okeana v XX stoletii. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 5. Geografiya*, № 1, 2009. S. 7–13.
4. Kondrat'ev K.YA. *Global'nyj klimat*. Спб.: Наука, 1992. 359 с.
5. Kondrat'ev K.YA., Demirchyan K.S., 2001. Klimat zemli i «Protokol Kioto». *Vestnik Rossijskoj Akademii nauk*, 2001. Tom 71. № 11. S. 1002–1009.

6. Kononova N.K. Issledovaniya mnogoletnih kolebanij cirkulyacii atmosfery Sever-nogo polushariya i ih primenenie v glyaciologii. Materialy glyaciologicheskikh issle-dovaniy, 2003. Vyp. 95. S. 45–65.
7. Koryakin V.S. Ledniki Arktiki. M.: Nauka, 1988. 160 s.
8. Malinin V.N. Uroven' okeana: nastoyashchee i budushchee. Spb.: Izd-vo Rossijskogo gosudarstvennogo gidrometeorologicheskogo universiteta, 2012. 260 s.
9. Malinin V.N., Gordeeva S.M., Shevchuk O.I. Izmenchivost' urovnya Mirovogo okeana za poslednie 140 let. Uchenye zapiski Rossijskogo gosudarstvennogo gidrometeorologicheskogo universiteta, 2007. № 4. S. 125–131.
10. O novyh scenariyah analiza vybrosov, izmeneniya klimata, vozdeystvij i strategij reagirovaniya. Tekhnicheskoe rezyume, 2008. Izd-vo Mezhpripravitel'stvennoj gruppy ekspertov po izmeneniyu klimata, ZHeneva, SHvejcariya. URL: <https://archive.ipcc.ch/pdf/supporting-material/expert-meeting-ts-scenarios-ru.pdf> (data obrashcheniya: 29.01.2022).
11. Oficial'nyj sayt Vsemirnoj sluzhby monitoringa lednikov (WGMS), 2022. Sbor-niki Fluctuations of glaciers. URL: http://wgms.ch/products_fog/ (data obrashcheniya: 29.01.2022).
12. Oficial'nyj sayt Mezhpripravitel'stvennoj gruppy ekspertov po izmeneniyu klimata (MGEIK), 2022. URL: <http://www.ipcc.ch/> (data obrashcheniya: 29.01.2022).
13. Oficial'nyj sayt Nacional'nogo centra dannyh po snegu i l'du (NSIDC), 2022. URL: <https://nsidc.org/> (data obrashcheniya: 29.01.2022).
14. Fedorov V.M. Dinamika balansa massy lednikov v svyazi s makrocirkulyacionnymi procesami v atmosfere. M.: Fizmatlit, 2011. 376 s.
15. Fedorov V.M. Prichiny metahronnosti v dinamike balansa massy l'da v lednikovyh rajonah Severnogo polushariya. Kriosfera Zemli, 2011. Tom XV. № 2. S. 70–80.
16. Fedorov V.M. Izmeneniya ledovyh resursov otdel'nyh lednikovyh rajonov Cever-nogo polushariya v XX v. Vodnye resursy, 2015. Tom 42. № 1. S. 3–12, <https://doi.org/10.7868/S0321059424060066>.
17. Fedorov V.M. Tendencii izmeneniya ploshchadi morskikh l'dov v Severnom polusharii i ih prichiny. Kriosfera Zemli, 2015. Tom XIX. № 3. S. 52–64.
18. Fedorov V.M. Prognoz izmeneniya balansa massy l'da v lednikovyh rajonah Sever-nogo polushariya. Kriosfera Zemli, 2018. Tom XXII. № 4. S. 55–64, [https://doi.org/10.21782/KZ1560-7496-2018-4\(55-64\)](https://doi.org/10.21782/KZ1560-7496-2018-4(55-64)).
19. Fedorov V.M. Solnechnaya radiaciya i klimat Zemli. M.: Fizmatlit, 2018. 232 s.
20. Fedorov V.M. Variacii insolyacii Zemli i osobennosti ih ucheta v fiziko-matematicheskikh modelyah klimata. Uspekhi fizicheskikh nauk, 2019. Tom 189. № 1. S. 33–46, <https://doi.org/10.3367/UFNr.2017.12.038267>.
21. Fedorov V.M., Grebennikov P.B. Mnogoletnyaya dinamika ploshchadi morskikh l'dov v Cevernom polusharii v svyazi s izmeneniem harakteristik insolyacii. Kriosfera Zemli, 2021. Tom XXV. № 2. S. 38–47, <https://doi.org/10.15372/KZ20210204>.
22. Fedorov V.M., Grebennikov P.B., Frolov D.M. Ocenka roli insolyacionnogo fakto-ra v izmeneniyah ploshchadi morskikh l'dov v Rossijskoj Arktike. Kriosfera Zemli, 2020. Tom XXIV. № 3. S. 38–50, [https://doi.org/10.21782/KZ1560-7496-2020-3\(38-50\)](https://doi.org/10.21782/KZ1560-7496-2020-3(38-50)).
23. Fedorov V.M., Zalianov A.M. Analiz izmeneniya ledovyh resursov Central'nogo Kavkaza. Trudy Karadagskoj nauchnoj stancii im. T.I. Vyazemskogo – Prirodnogo za-povednika RAN, 2018. Vyp. 3(7). S. 68–84.
24. Fedorov V.M., Kononova N.K. Solnechnaya radiaciya, prihodyashchaya na verhnyuyu granicu atmosfery, i izmenchivost' cirkulyacionnyh processov v Severnom polusharii. Tru-dy Glavnoj geofizicheskoy observatorii im. A.I. Voejkova, 2015. № 576. S. 183–200.
25. Frolov I.E., Gavrilov V.P. (red.). Morskoy led. Spb.: Gidrometeoizdat, 1997. 402 s.
26. Chizhov O.P. Oledenenie Severnoj polyarnoj oblasti. M.: Nauka, 1976. 240 s.

27. Sherstyukov B.G. *Izmeneniya, izmenchivost' i kolebaniya klimata*. Obninsk. Izd-vo Vse-rossijskogo nauchno-issledovatel'skogo instituta gidrometeorologicheskoy in-formacii - Mirovogo centra dannyh, 2011. 293 s.
28. Chapman W.L., 2013. *University of Illinois Sea Ice Dataset, Northern Hemisphere: 1870–2008*. Publishing house of the University of Illinois at Urbana-Champaign, Urbana, IL, USA.
29. Church J.A., White N.J., 2006. A 20th century acceleration in global sea-level rise. *Geophysical Research Letters*, Vol. 33, No. 1, L01602, <https://doi.org/10.1029/2005GL024826>.
30. IPCC, 2013. *Climate change 2013: The physical science basis. Contribution of Working Group I to the Fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, in T.F. Stocker, D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex, P.M. Midgley (eds). Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA. URL: <https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/> (data obrashcheniya: 29.04.2021).
31. Jevrejeva S., Grinsted A., Moore J.C., Holgate S., 2006. Nonlinear trends and multiyear cycles in sea level records. *Journal of Geophysical Research: Oceans*, Vol. 111, No. C9, C09012, <https://doi.org/10.1029/2005JC003229>.
32. Liu J., Songb M., Horton R.M., Hu Y., 2013. Reducing spread in climate model projections of a September ice-free Arctic. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, Vol. 110, No. 31, pp. 12571–12576, <https://doi.org/10.1073/pnas.1219714210>.
33. Loeng H., Brander K., Carmack E., Denisenko S., Drinkwater K., Hansen B., Kovacs K., Livingston P., McLaughlin F., Sakshaug E., 2005. Chapter 8. Marine systems. In *Arctic Climate Impact Assessment*. Cambridge University Press, Cambridge, UK, pp. 453–538.
34. Rayner N.A., Parker D.E., Horton E.B., Folland C.K., Alexander L.V., Rowell D.P., Kent E.C., Kaplan A., 2003. Global analyses of surface temperature, sea ice, and night marine air temperature since the late nineteenth century. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, Vol. 108, No. D14, 4407, <https://doi.org/10.1029/2002JD002670>.
35. Walsh J.E., Chapman W.L., 2001. 20th-century sea-ice variations from observational data. *Annals of Glaciology*, Vol. 33, pp. 444–448, <https://doi.org/10.3189/172756401781818671>.

Estimative Forecast of Changes in the Individual Components of Environment based on a regression modelValery Fedorov^{1,2},Ekaterina Fedorova^{1,2},Alim Zalihanov^{1,3}¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia²E-mail: fedorov.msu@mail.ru, ³E-mail: bulungu@yandex.ru

Abstract. The study presents the results of an estimative forecast for the individual components of environment in XXI century. The forecast is based on a regression model and insolation contrast range as a predictor. It was determined that the level of the World Ocean by the end of the current century will reach the value of 476 mm (relative to the beginning of the XXI century). The raise comparatively to 2020 will be 168 mm. Average annual area of the sea ice in the Northern Hemisphere since 2020 to 2100 will decrease by 3.39 million km² or by 29.4%, the minimal one – by 5.65 million km² or 77.1%. By 2050 comparatively to 2018 decrease of the sea ice area in Arctic Ocean will be 18.3% for the average annual area, 10.1% - for the maximal, and 60.3% - for the minimal area. On average, for the nine glacial regions of the Northern Hemisphere, the reduction in the ice mass balance from 1900 to 2050 is estimated at 42.9 m of water equivalent (w.e.). From 2020 to 2050 on average, for the glaciers covered by balance observations in the Northern Hemisphere, the reduction in ice mass is expected to be 8.8 m w.e.

Key words: estimative forecast; regression model; insolation contrast range, World Ocean level; area of the sea ice; glacier mass balance

Acknowledgment

The work was carried out in accordance with the state budget themes "Evolution, current state and forecast of development of the coastal zone of the Russian Arctic" (121051100167-1) and "Geographical foundations of sustainable development of energy systems using renewable energy sources" (121051400082-4).