



Экономика новых энергетических технологий и риски использования ВИЭ*

Рецензия эксперта на статью получена 15.09.2021 [The expert review of the article received on September 15, 2021].

* Исследование выполнено в рамках госзадания (рег. номера № 075-00460-21-00 и № 121051400082-4).

Введение

На фоне обострившихся в последнее время глобальных кризисных процессов, связанных с рецессией мировой экономики на фоне пандемии, всё более очевидной становится неизбежность качественной перестройки энергетики, которая трансформируется из отраслевой структуры в социально ориентированную энергоинформационную систему обеспечения жизнедеятельности нового общества [1]. Целевое видение новой энергетики требует комплексной научной проработки будущего с последующим формированием новой энергетической стратегии России и «дорожной карты» перехода к новой энергетической цивилизации [2]. Новая энергетика будет строиться на комплексной проработке перспективных направлений развития в сфере экономики энерготехнологий и оценке энергорисков [3].

В настоящее время в РФ потребности в электрической и тепловой энергии обеспечиваются в основном за счёт трёх ис-

точников генерации: тепловые электростанции (ТЭС) и установки, работающие на ископаемом топливе, гидро- (ГЭС) и атомные электростанции (АЭС).

Традиционная тепловая энергетика, доля которой в общем энергобалансе РФ самая большая (около 70 %), является одновременно и самым значительным техногенным источником вредных выбросов в атмосферу, почву, водные источники, выбросов парниковых газов, основным из которых является углекислый газ. Наибольшие запасы органического топлива и за рубежом, и в России — это каменный и бурый уголь. Но именно угольные тепловые электростанции характеризуются наибольшими вредными выбросами. КПД большей части существующих крупных паротурбинных ТЭС составляет 38–40 %, у новых ТЭС с применением парогазовых технологий КПД достигает 55–60 %, то есть 40–60 % энергии сжигаемого на ТЭС топлива выбрасывается в окружающую среду.

УДК 620.9. Научная специальность: 05.14.08.

Экономика новых энергетических технологий и риски использования ВИЭ

Л. В. Нефедова, к.г.н., с.н.с., географический факультет, Московский государственный университет имени М. В. Ломоносова (МГУ, г. Москва); **Д. А. Соловьёв**, к.ф.-м.н., с.н.с., Объединённый институт высоких температур Российской академии наук (ОИВТ РАН, г. Москва); **В. М. Зайченко**, д.т.н., профессор, заведующий лабораторией, ОИВТ РАН (г. Москва); **А. А. Чернявский**, к.т.н., главный специалист по экономике и возобновляемым источникам энергии, ОАО «Ростовтеплоэлектропроект» (филиал ОАО «ЭНЕРС», г. Ростов-на-Дону)

В работе представлено целевое видение новой энергетики России на основе анализа перспективных направлений её развития в сфере экономики энерготехнологий и оценки энергетических рисков использования ВИЭ. Приведены финансово-коммерческие показатели для строящихся или реконструируемых электростанций различных типов, показывающие, что появившаяся экономическая основа для повсеместного использования ВИЭ позволяет строить новую энергетику с меньшими удельными инвестициями в 1 кВт установленной мощности и с получением более дешёвой электрической энергии. Для оценки перспектив полноценного включения объектов на ВИЭ в энергокомплекс нашей страны и расширения их использования выполнено исследование различных видов рисков, возникающих в возобновляемой энергетике, и методов управления ими. На примере анализа данных производства электроэнергии на введённых в строй в Республике Алтай солнечных электростанциях показана эффективность разработанной методики для оценки природно-ресурсных рисков в возобновляемой энергетике.

Ключевые слова: энергетика России, возобновляемые источники энергии, окружающая среда, энергетика будущего, риск-менеджмент.

UDC 620.9. Scientific specialty number: 05.14.08.

Economics of new energy technologies and risks of RES use

L. V. Nefedova, PhD of Geographic Sciences, senior researcher, Faculty of Geography, Lomonosov Moscow State University; **D. A. Solovjov**, PhD of Physico-Mathematical Sciences, senior researcher, Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences (JIHT RAS, Moscow city); **V. M. Zaichenko**, Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Laboratory, JIHT RAS; **A. A. Chernyavsky**, PhD, Chief Specialist in Economics and Renewable Energy Sources, "Rostovtepleoelektrproekt", JSC (branch of "ENEX", JSC, Rostov-on-Don city)

The paper presents a target vision of the new energy sector in Russia, based on an analysis of promising directions of its development in the field of energy technology economics and an assessment of energy risks. Financial and commercial indicators are given for various types of power plants under construction or reconstructed. It provides an economic basis for the widespread use of renewable energy sources. It allows the development of new energy with a lower specific investment per 1 kW of installed capacity and with the receipt of cheaper electricity. To assess the prospects for the full inclusion of renewable energy facilities in the energy complex of our country and the expansion of their use, studies of various types of risks arising in renewable energy and methods of managing them have been carried out. Using the example of the analysis of data on electricity production at the solar power plants put into operation in the Altai Republic, the effectiveness of the methodology used for assessing natural resource risks in renewable energy is shown.

Key words: energy of Russia, renewable energy sources, environment, the power of the future, risks management.

Авторы выражают благодарность и глубокую признательность за советы и ценные замечания при работе над данной статьёй профессору Александру Алексеевичу Соловьёву (1943–2020), члену Комитета ВИЭ РосНИИО, заведующему Лабораторией ВИЭ географического факультета Московского государственного университета имени М. В. Ломоносова.

[К СОДЕРЖАНИЮ](#)

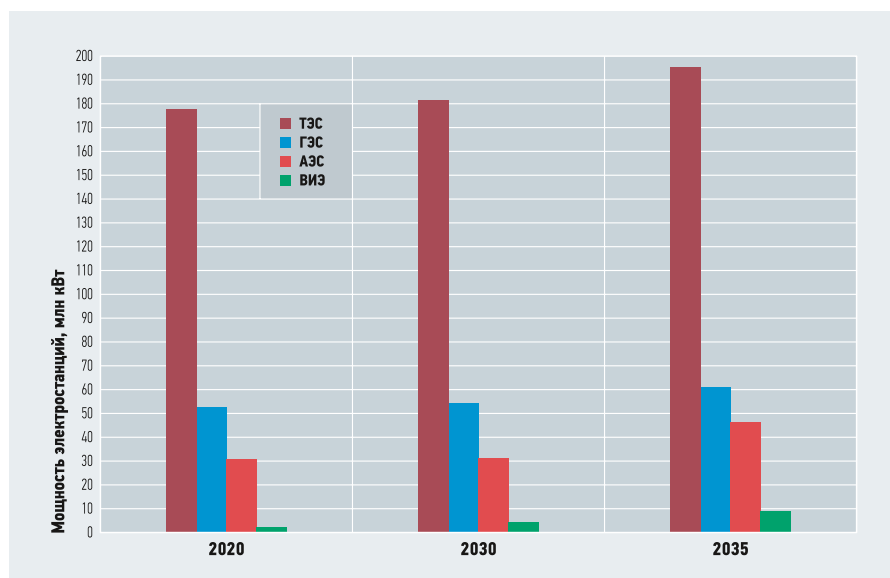


Рис. 1. Планируемая установленная мощность [4]

По данным «Энергетической стратегии РФ до 2035 года» [4], к концу рассматриваемого периода объём ТЭС в энергобалансе России планируется на уровне 67,6%, то есть практически таким же, что и в настоящее время (рис. 1). При этом валовый объём вредных выбросов от ТЭС прогнозируется на уровне 2,6 млн т/год, а парниковых газов — 580 млн т/год.

Содержащиеся в выбросах ТЭС оксиды серы и азота приводят к появлению кислотных дождей, оказывают пагубное влияние на здоровье человека и животных, а также на растения. Серьёзные проблемы связаны и с золой и шлаками ТЭС. Сброс подогретых вод из систем охлаждения ТЭС в поверхностные водные источники обуславливает их тепловое загрязнение, ведущее к снижению насыщения воды кислородом.

Сооружение крупных ГЭС, доля которых в общем энергобалансе страны составляет около 20%, также сопряжено с отрицательным воздействием на окружающую среду. Водохранилища, необходимые для регулирования производительности ГЭС, занимают значительные территории, изымаемые из сельскохозяйственного. Со строительством водохранилищ связано нарушение гидрогеологического режима рек, изменение свойств экосистем и видового состава гидробионтов. Крупные ГЭС не относят к объектам, функционирующим на базе ВИЭ. К таким объектам, согласно существующей классификации, относят малые ГЭС мощностью до 25 МВт и микро-ГЭС.

Атомные электростанции вызывают наибольшие экологические проблемы и протесты населения, как в России, так и за рубежом. Особенно после крупных аварий на АЭС Three Mile Island в США в 1976 году, на Чернобыльской АЭС в СССР в 1986-м и на АЭС «Фукусима-1» в Японии в 2011-м. Если количество ядер-

ных реакторов в мире будет увеличиваться, частота радиационных аварий будет возрастать. Необходимо принимать во внимание и большие тепловые выбросы АЭС, поскольку КПД ядерных реакторов меньше, чем парогенераторов ТЭС. Строительство АЭС обходится в 2,0–2,5 раза дороже угольных паротурбинных ТЭС и в 3,0–3,5 раза дороже современных ТЭС с парогазовыми технологиями.

Получение энергии на базе ВИЭ утвердилось в мире не только в качестве самого быстрорастущего и быстроокупаемого, но и в качестве основного сектора энергетики. В 2020 году, по данным REN21, суммарная установленная мощность объектов возобновляемой энергетики в мире составила 1668 ГВт

В докладе Международного энергетического агентства (IEA) «Обновлённая оценка капитальных затрат станций, производящих электроэнергию» [5] ещё в 2010 году удельные инвестиции в новые атомные электростанции были оценены в размере 5339 \$/кВт. Необходимость учёта в расчётах себестоимости энергии АЭС затрат на вывод станций из эксплуатации, которые сопоставимы с затратами на их строительство, приводит к тому, что фактическая себестоимость производства электроэнергии на АЭС оказывается выше, чем на ТЭС, ГЭС и электростанциях на базе ВИЭ.

Многие страны отказываются ныне от использования АЭС. Италия ещё в 1987–1990 годах, после Чернобыльской аварии, закрыла все имеющиеся АЭС и полностью отказалась от ядерной энергетики [6]. В 2010 году Швеция ликвидировала свой

последний ядерный реактор. Бельгия, Германия, Испания, Нидерланды, Тайвань и Швейцария проводят мероприятия по планомерному закрытию АЭС. Литва и Казахстан временно прекратили использование ядерной энергетики. Австрия, Куба, Ливия, КНДР, Польша после аварии на АЭС «Фукусима-1» не стали завершать начатое строительство своих первых АЭС. Также отказались от программ развития атомной энергетики Австралия, Азербайджан, Греция, Грузия, Дания, Ирландия, Латвия, Норвегия, Португалия и ряд других стран [7]. Доля ядерной энергетики в мировом производстве электроэнергии снизилась с 17,6% в 1996 году до 10,1% в 2019-м. Агентство Bloomberg New Energy Finance прогнозирует общее падение доли АЭС в мире до 4% к 2040 году.

В то же время сегодня отмечается значительный рост энергетических мощностей с использованием ВИЭ, что в последние пять-семь лет связано с резким падением цен на используемое на этих станциях оборудование и материалы. Особенно разительно падение цен на кремниевые фотоэлементы, являющиеся основой большинства сооружаемых современных солнечных электростанций (СЭС). Высокие цены на фотоэлектрические модули (ФЭМ) вплоть до 2010–2012 годов сдерживали использование СЭС. В настоящее время при стоимости ФЭМ около 400–600 \$/кВт они являются самыми дешёвыми источниками генерации электрической энергии. И, по мнению многих экспертов, уже сейчас становится экономически невыгодным строительство АЭС и ТЭС, по крайней мере, в странах Евросоюза, Китае, Индии, а также в южных регионах России [8].

В последние годы получение энергии на базе ВИЭ утвердилось в мире не только в качестве самого быстрорастущего и быстроокупаемого, но и в качестве основного сектора энергетики.

В 2020 году, по данным REN21, суммарная установленная мощность объектов возобновляемой энергетики в мире составила 1668 ГВт. В 2019-м в мире было введено в эксплуатацию более 139 ГВт новых солнечных и 93 ГВт ветровых мощностей — больше, чем объектов традиционной энергетики [9]. Цены на электрическую энергию составляют порядка 0,03 \$/кВт·ч даже на установках ВИЭ, создаваемых без господдержки. Так, в Саудовской Аравии цена электроэнергии ВЭС составила 0,0234 \$/кВт·ч, на мексиканских СЭС зафиксирована цена 0,0197 \$/кВт·ч.

Таким образом, сегодня установки, использующие ВИЭ, уверенно выходят на самоокупаемость.

Экономика перспективных энергетических технологий

Появившаяся экономическая основа для повсеместного использования ВИЭ позволяет строить новую энергетику с меньшими удельными инвестициями в 1 кВт установленной мощности и с получением более дешёвой электрической энергии. В табл. 1 приведены результаты сравнительных расчётов основных параметров традиционных и нетрадиционных электрических станций для условий России. Сравнение выполнено для: АЭС; ТЭС, работающей на угле; ТЭС на природном газе; ГЭС; а также сетевых ВЭС и СЭС без аккумулятирования.

За основу для сравнения принята условная АЭС установленной мощностью 1 ГВт, работающая в базовом режиме при

среднем коэффициенте использования установленной мощности (КИУМ) 70 %. Это соответствует годовому времени использования установленной мощности 6132 ч. Все остальные генерирующие мощности имеют среднестатистические КИУМ меньше, чем АЭС (табл. 1).

Расчётный отпуск электроэнергии условной АЭС составляет 5825,4 ТВт·ч/год. Для адекватного сравнения принимается такой же расчётный отпуск электроэнергии и для всех остальных сравниваемых типов электростанций. Чтобы выполнить это условие, при значительной разнице в КИУМ для разных технологий генерации оказалось необходимым принять следующие значения установленных электрических мощностей: для ТЭС на угле — 1097,2 МВт; для ТЭС на при-

родном газе — 1647,1 МВт; для ГЭС — 1758,8 МВт; для ВЭС — 2 ГВт; для СЭС — 2,8 ГВт. Однако, хотя требуемые мощности ВЭС и СЭС значительно больше, чем для всех прочих электростанций, при сложившейся рыночной конъюнктуре сооружение ВЭС и СЭС требует, тем не менее, самых малых инвестиций.

В табл. 1 приведены полные сроки окупаемости инвестиций при условии, что тариф на отпуск электроэнергии на оптовый рынок энергии и мощности принимается равным 70 \$/МВт·ч с минимальным превышением наибольшей себестоимости из ряда рассматриваемых генерирующих источников. При этом важно, что и себестоимость отпускаемой электроэнергии на ВЭС и СЭС также имеет самые низкие значения.

•• Сравнительная оценка основных показателей электростанций

табл. 1

Параметр	АЭС	ТЭС		ВИЭ		
		на угле	на газе	ГЭС	ВЭС	СЭС
Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ), %	70,0	63,8	42,5	39,8	35,0	25,0
Приведённая установленная мощность N , МВт	1000,0	1097,2	1647,1	1758,8	2000,0	2800,0
Число часов использования установленной мощности T , ч/год	6132,0	5588,9	3723,0	3486,5	3066,0	2190,0
Выработка электроэнергии $W_{эл} = NT/1000$, ТВт·ч/год	6132,0	6132,0	6132,0	6132,0	6132,0	6132,0
Затраты на собственные нужды и 5 %-е потери электроэнергии $W_3 = 0,05 W_{эл}$, ТВт·ч/год	306,6	306,6	306,6	306,6	306,6	306,6
Отпуск электроэнергии потребителям $W_{отп} = 0,95 W_{эл}$, ТВт·ч/год	5825,4	5825,4	5825,4	5825,4	5825,4	5825,4
Период проектирования и строительства $T_{стр}$, лет	6,0	3,0	3,0	5,0	2,0	1,5
Общая сумма требуемых инвестиций $K = N_{куд}$, млн \$	5000,0	3291,5	3705,9	5276,4	2800,0	2520,0
Расчётный срок службы электростанции $T_{сл}$, лет	40	40	40	40	30	30
Затраты на топливо Z_T , млн \$/год	40,5	137,4	147,2	—	—	—
Сумма амортизационных отчислений $A = aK = 0,03K$, млн \$/год	150,0	98,7	111,2	158,3	112,0	100,8
Общая сумма эксплуатационных издержек I_3 , млн \$/год	351,3	344,4	382,5	322,0	199,2	179,4
Себестоимость отпускаемой электроэнергии $CC = 1000 I_3 / W_{отп}$, \$/МВт·ч	60,30	59,12	65,66	55,28	34,20	30,80
Планируемый эквивалентный одноставочный средневзвешенный тариф на отпуск электроэнергии на оптовый рынок энергии и мощности (ОРЭМ) $T'_{эл}$, \$/МВт·ч	70	70	70	70	70	70
Объём реализации электроэнергии $R = T_{эл} M_{отп}$, млн \$/год	407,778	407,778	407,778	407,778	407,778	407,778
Валовая прибыль $BП = R - I_3$, млн \$/год	56,48	63,38	25,28	85,78	208,58	228,35
Чистая прибыль $ЧП$ после уплаты налоговых платежей, млн \$/год	−53,52	−9,03	−56,25	−30,30	117,58	138,33
Дискретный срок окупаемости инвестиций $CO = K/(ЧП + A)$, лет	51,8	36,7	67,5	41,2	12,2	10,5
Полный срок окупаемости инвестиций $PCO = CO + T_{стр}$, лет	57,8	39,7	70,5	46,2	14,2	12,0
Чистый доход за расчётный период $NV = ЧП T_{сл}$, млн \$/год	−2140,9	−361,4	−2250,1	−1212,1	3527,5	4149,9
Чистый дисконтированный доход NPV , млн \$/год	−178,4	−30,1	−187,5	−101,0	391,9	461,1
Индекс доходности $PI = (K + NPV)/K$	0,96	0,99	0,95	0,98	1,14	1,18
Рентабельность инвестиций $P = 100/PCO$, %	1,73	2,52	1,42	2,16	7,04	8,31
Планируемый эквивалентный одноставочный средневзвешенный тариф на отпуск электроэнергии с учётом государственных субсидий $T'_{эл}$, \$/МВт·ч	120	120	120	120	120	120
Объём реализации электроэнергии $R' = T'_{эл} U Y_{отп}$, млн \$/год	699,048	699,048	699,048	699,048	699,048	699,048
Валовая прибыль $BП' = R' - I_3$, млн \$/год	347,75	354,65	316,55	377,05	499,85	519,62
Чистая прибыль после уплаты налоговых платежей $ЧП'$, млн \$/год	190,20	225,79	188,01	208,77	350,60	371,35
Дискретный срок окупаемости инвестиций $CO' = K/(ЧП' + A)$, лет	14,7	10,1	12,4	14,4	6,1	5,3
Полный срок окупаемости инвестиций $PCO' = CO' + T_{стр}$, лет	20,7	13,1	15,4	19,4	8,1	6,8
Чистый доход за расчётный период $NV = ЧП' T_{сл}$, млн \$	7607,9	9031,5	7520,6	8351,0	10518,0	11140,4
Чистый дисконтированный доход NPV' , млн \$	634,0	752,6	626,7	695,9	1168,7	1237,8
Индекс доходности $PI' = (K + NPV')/K$	1,13	1,23	1,17	1,13	1,42	1,49
Рентабельность инвестиций $P' = 100/PCO'$, %	4,83	7,61	6,50	5,16	12,42	14,63

При этих условиях только ВЭС и СЭС будут иметь приемлемые сроки окупаемости, не превышающие половину срока службы станции. Все остальные технологии генерации электроэнергии не обеспечивают окупаемость в течение всего срока жизни этих объектов, составляющего, как правило, 40 лет. При этом для всех энергообъектов, кроме ВЭС и СЭС, чистый доход за весь период эксплуатации является отрицательной величиной. При таких значениях экономических критериев интерес к инвестированию капитала в подобные проекты отсутствует.

Приемлемые финансово-коммерческие показатели для строящихся или реконструируемых электростанций на практике обеспечиваются за счёт государственных субсидий. Бюджетное дотирование на предоставляемую энергосистеме мощность осуществляется с использованием так называемых «договоров о предоставлении мощности» (ДПМ).

Наилучшая и весьма удовлетворительная окупаемость будет при инвестировании средств в строительство ВЭС и СЭС. Эти же виды электростанций обеспечивают и наибольший чистый доход на вложенный капитал, наибольший индекс доходности, наивысшую рентабельность инвестиций

На практике это означает доплаты из бюджета на производимую мощность для того, чтобы снизить до приемлемых значений тарифы на электроэнергию для потребителей. В табл. 1 представлен пример реализации ДПМ. При этом, чтобы сравнение было корректным, в расчётах были приняты равные условия для всех типов электростанций: во всех случаях принято одно и то же повышающее значение эквивалентного одноставочного тарифа на отпуск электроэнергии, равное 120 \$/МВт·ч. В этих условиях полные сроки окупаемости инвестиций становятся удовлетворительными для всех рассматриваемых вариантов. Наилучшая и весьма удовлетворительная окупаемость будет иметь место при инвестировании средств в строительство ВЭС и СЭС. Эти же виды электростанций обеспечивают и наибольший чистый доход на вложенный капитал, наибольший индекс доходности, наивысшую рентабельность инвестиций.

К настоящему времени многие энергетические компании пришли к выводу, что по экономическим соображениям



уже нет смысла вести строительство АЭС, ТЭС и крупных ГЭС, а предпочтение следует отдавать технологиям на базе ВИЭ. Знаменательно, что компания Siemens уже сокращает производство своих высокоэффективных газовых турбин из-за значительного снижения спроса на них.

Управление рисками в возобновляемой энергетике России

Говоря о перспективах полноценного включения объектов на ВИЭ в энергокомплекс нашей страны и расширения их использования, необходимо рассмотреть вопрос о рисках, возникающих в возобновляемой энергетике, и методах управления ими. При анализе основных видов рисков следует различать риски и по этапам работы объектов возобновляемой энергетики: проектирование, строительство и эксплуатация.

На фазе проектирования наибольшую опасность представляют риски, связанные с ошибками в оценке потенциала ресурсов в районе создания объекта, ошибки в выборе участка размещения и выборе оборудования. Особенно большое значение это имеет в ветроэнергетике, где получаемая мощность изменяется пропорционально кубическому значению скорости ветра, а оптимальный выбор оборудования, в зависимости от ветроэнергетических характеристик, определяет значение коэффициента использования установленной мощности и то, какая доля ветроэнергетического потока будет эффективно преобразована в электрическую энергию.

Именно поэтому необходимым условием получения инвестиций на проект, для страхования строительных работ и дальнейшей эксплуатации ВЭС, является проведение длительного мониторинга (не менее года) за ветровым режимом на

различной высоте по жёстко определённой методике, обеспечивающей полный объём статистических данных о ветроэнергетических характеристиках.

Гелиоэнергетика не требует проведения предпроектного мониторинга и позволяет проводить проектирование СЭС на основе международных баз данных, составленных по данным дистанционного зондирования (ДДЗ) нашей планеты и многолетних рядов актинометрических измерений [10].

На современном этапе в России до 2024 году основным действующим механизмом поддержки развития возобновляемой энергетики является заключение (по результатам конкурсных отборов проектов) долгосрочных договоров предоставления мощности при поставках электроэнергии генерирующими объектами на базе ВИЭ на оптовый рынок электрической энергии (ДПМ ВИЭ) и обязательная первоочередная покупка электрической энергии, произведённой квалифицированными генерирующими объектами на основе ВИЭ. Такая система поддержки гарантирует инвесторам возврат вложенных средств в строительство и эксплуатацию объекта, а также получение дохода по договорам ДПМ, действующим в течение 15 лет, в объёме от 12 % годовых на инвестированный капитал. В октябре 2020 года Правительством РФ было принято решение о продлении поддержки возобновляемой энергетики до 2035 года с внесением некоторых дополнений (характеристики локализации, экспортные поставки и др.) Поддерживая многолетнюю программу субсидий, государство выступает дополнительным гарантом для инвесторов. Такой механизм поддержки значительно снижает финансовые риски инвестирования в крупные проекты на конкурсном отборе.

Дополнительные риски и расходы возникают в процессе работы энергообъектов на ВИЭ. Анализ опыта зарубежных проектов на ВИЭ показал, что при решении задач риск-менеджмента можно выделить нефинансовые и финансовые механизмы управления рисками [11]. Управление рисками нефинансовыми методами проводится девелопером путём их снижения при проектировании и эксплуатации (высокий профессиональный уровень проектов, технически надёжное оборудование, разработка нормативных документов, обучение персонала для снижения рисков «человеческого фактора», использование качественного сырья в биоэнергетике и т.д.), к финансовым методам относится страхование.



К рискам, принимаемым страховыми компаниями, относятся обычно риски, разработанные для традиционных отраслей промышленности, а именно: технологические риски (выход из строя оборудования), организационные (задержки в поставках), стихийные бедствия, человеческий фактор, а также часть юридических и финансовых рисков [12]. Наиболее распространённым является страхование рисков технологического и организационного характера, возникающих в процессе доставки оборудования и эксплуатации: задержки в поставках, риски поломки при доставке оборудования, риски неисправностей и возгорания турбин при эксплуатации.

С развитием технологий меняется и оборудование. Так, длина лопасти современных ветроэнергоустановок может достигать более 100 м. Транспортировка и монтаж такого оборудования в труднодоступных местах в полях и горах на неподготовленные площадки расширяют перечень рисков, которые необходимо учитывать. Мировая практика показывает необходимость учёта при страховании рисков, связанных с кражами солнечных панелей и актами вандализма. Для России большую опасность представляют и природные пожары. Лесные пожары распро-

страняются и на открытых, покрытых травами пространствах, где могут быть расположены энергообъекты на ВИЭ. При проектировании новых объектов необходим учёт многолетней статистики по природным пожарам.

На обширной территории России с её высоким разнообразием природно-климатических условий особенное значение имеют ресурсные риски, поскольку используемые гелио-, ветро- и гидроэнергетические ресурсы подвержены климатической изменчивости и значительным колебаниям во времени [13]. Характеристики изменчивости во времени зависят от географического положения энергообъекта в определённой климатической зоне. Данная изменчивость обуславли-

вает и значительные колебания объёмов выработки электростанций, повышающие риски стабильной подачи электроэнергии в сеть и приводящие к рискам удорожания проектов при необходимости установки накопителей энергии.

Например, анализ производства электроэнергии на введённых в строй в Республике Алтай солнечных электростанциях путём расчёта среднего коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) за определённый период показал большие различия, как во времени, так и в зависимости от расположения СЭС (табл. 2). Среднегодовые значения КИУМ варьируют от 17,04 % на Кош-Агачской СЭС-2 до 11,6 % на Майминской СЭС, для осенне-зимнего периода (IV квартал) это показатель ещё ниже — 10,63 % и 4,9 %, соответственно.

... Результаты выработки электроэнергии на СЭС в Республике Алтай в 2018 году

табл. 2

СЭС	Установл. мощность, МВт	Дата ввода в экспл.	Произведено 33 в IV кв., МВт·ч	КИУМ за IV кв., %	Произведено 33 в 2018 г., МВт·ч	Годовой КИУМ, %
Кош-Агачская 1	5	24.02.2015	1114	10,09	7421	16,94
Кош-Агачская 2	5	23.03.2016	1174	10,63	7467	17,04
Майминская 1 и 2	20	24.11.2017	2167	4,90	20 316	11,60
Усть-Канская СЭС	5	22.11.2016	688	6,23	6329	14,45
Онгудайская СЭС	5	24.11.2017	716	6,48	5350	12,21

Источник: расчёты авторов по данным [15, 16].

В Лаборатории возобновляемых источников энергии (НИЛ ВИЭ) МГУ имени М.В. Ломоносова разработана методика оценки уровня рисков выработки электроэнергии на СЭС с использованием расчётов коэффициентов вариации поступления солнечной радиации и дальнейшей обработкой результатов с использованием геоинформационных технологий (ГИС-технологий) [14].

Современные страховые компании уже начинают проводить учёт природно-ресурсных рисков в возобновляемой энергетике. Это выполняется как традиционными способами страхования, так и посредством использования погодных деривативов и фьючерсных контрактов [12]. Так, группа Allianz, мировой лидер по страхованию ВИЭ, запустил в России в конце 2018 года полный пакет страхования для ветровых и солнечных электростанций, включающий уникальное для российского рынка природное индексное страхование «недополученной выручки от недостатка солнца или ветра».

Заключение

Модернизация российских ТЭС на базе традиционных технологий с заменой турбин и котлов, отработавших свой ресурс, на новые, пусть даже с лучшими параметрами, приведёт только к ещё большему отставанию нашей энергетики от мирового уровня. Устанавливая новое паротурбинное оборудование взамен изношенного, мы обрекаем себя на использование устаревших энергетических технологий ещё, как минимум, на 40 лет — период, равный сроку службы оборудования.

На наш взгляд, действующие ныне «Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года» и «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года», в которых перспективная структура энергетических мощностей сохранена на сегодняшнем уровне с большей долей производства электроэнергии за счёт ископаемого топлива, уже не отвечают мировым тенденциям, социально-экономическим потребностям страны и требуют коренного пересмотра.



В соответствии с решениями Парижской конференции ООН по климату перед мировым сообществом поставлена цель: ограничить рост температуры на планете к 2050 году в пределах 2°C. Эта цель может быть достигнута только в том случае, если к 2050 году будет использоваться не более 10% от уже имеющихся запасов углеводородных топлив. Если данные подходы справедливы, то затраты на разведку и освоение новых месторождений ископаемых топлив не имеют смысла. Необходимо финансировать не разведку и освоение новых месторождений природных топлив, а исследования, направленные на создание новых методов получения энергии без использования невозобновляемых источников.

Сегодня основные статьи дохода государственного бюджета — это отчисления от прибылей корпораций, продающих за границу газ, нефть и уголь. Однако спрос на ископаемые топлива будет быстро сокращаться. В распоряжении РФ остаётся не более 10–15 лет для того, чтобы найти источники получения доходов, отличных от экспорта природных углеводородов.

Основная доля российского экспорта углеводородов приходится на страны ЕС. Развитие экономики этих стран приводит к значительному росту потребности в электрической энергии и биотопливе. Поэтому, само собой напрашивается и решение: планировать источники бюджетного дохода именно за счёт производства в России и экспорта за рубеж энергетической продукции взамен сырьевых компонентов. В этом свете, на наш взгляд, целесообразно выполнение следующей программы действий:

1. Проведение маркетинговых исследований с целью определения возможных объёмов продаж за границу электрической энергии и биотоплив.
2. Подготовка схемы размещения в приграничных южных регионах для целей сбыта электроэнергии в страны Европы, в Турцию, Иран, Ирак, Сирию — новых энергогенерирующих мощностей, преимущ-

ественно солнечных электростанций, дающих сегодня наиболее дешёвую электроэнергию и требующих минимальных инвестиций в их строительство.

3. Проведение научных исследований для повышения эффективности фотоэлектрических модулей, отработки новых технологий производства ФЭМ с целью обеспечения максимального их удешевления, разработки принципиально новых схем СЭС и передачи энергии, вырабатываемой ими, на большие расстояния.

Сегодня основные статьи дохода государственного бюджета — это отчисления от прибылей корпораций, продающих за границу газ, нефть и уголь. Однако спрос на ископаемые топлива будет быстро сокращаться. В распоряжении РФ остаётся не более 10–15 лет

4. Создание полигонов для проведения крупномасштабных экспериментальных исследований в области использования ВИЭ. Такие полигоны могут быть созданы в Республике Дагестан на базе Института проблем геотермии Дагестанского научного центра РАН, в городе Севастополе на базе Севастопольского государственного университета, в городе Дубна Московской области на базе Международного университета природы, общества и человека «Дубна». Эти полигоны могут иметь разную технологическую направленность в соответствии с особенностями их территориального размещения.
5. Проведение НИОКР по созданию эффективных технологий конверсии различных видов биомассы в электрическую и тепловую энергию, технологий по производству дешёвых твёрдых, жидких и газообразных биотоплив.
6. Проектирование и строительство новых крупных предприятий по производству биотоплив. Организация продажи

биотоплив зарубежным и российским потребителям, а также потребителям в странах СНГ.

7. Строительство СЭС за рубежом с последующей их продажей или поставкой электроэнергии местным потребителям.

Отказ от использования ископаемых топлив — общее направление развития мировой энергетики. В настоящее время происходит повсеместное замещение традиционных технологий получения энергии на использование возобновляемых источников. Переход от экспорта ископаемых топлив на экспорт электроэнергии, производимой с использованием возобновляемых источников, позволит получить для нашей страны значительные бюджетные преференции. ●

1. Новак А.В. Российский ТЭК: программа «Антикризис» // Энергетическая политика, 2020. №5. С. 4–13.
2. Бушуев В.В., Первухин В.В. Энергетический потенциал новой цивилизации и геополитика // Академия энергетики, 2015. №4. С. 4–10.
3. Бушуев В.В. Quo vadis? // Энергетическая политика, 2020. №6. С. 26–41.
4. О проекте энергетической стратегии России до 2035 года: Доклад министра энергетики Александра Новака на заседании Правительства РФ от 02.04.2020 [Электр. текст]. Минэнерго России от 02.04.2020. Режим доступа: minenergo.gov. Дата обрац.: 06.08.2020.
5. Пергаменчик Б.К., Теличенко В.И., Телищев Р.Р. Возведение специальных защитных конструкций АЭС. — М.: Изд-во МЭИ, 2011. 240 с.
6. Смоляр И.Н., Лепин Г.Ф. Атомная энергетика — «мирный убийца» / Под науч. ред. В.Б. Нестеренко. — Минск: Белорус. Ин-т радиац. безо-ти «Белград», 2008. 203 с.
7. Зайченко В.М., Чернявский А.А., Кувшинов В.В., Какушина Е.Г., Абейдулин С. А. Направления развития энергетики // Энергетические установки и технологии, 2019. №3. С. 53–61.
8. Попель О.С., Фортков В.Е. Возобновляемая энергетика в современном мире. — М.: Изд-во МЭИ, 2015. 450 с.
9. Renewables 2020. Global Status report. A comprehensive annual overview of the state of renewable energy. REN21 Secretariat. Paris, France. 2020. 367 p.
10. Wuester H., Lee Jo.Ju., Lumijarvi A. Unlocking renewable energy investment: The role of risk mitigation and structured finance. IRENA. Abu Dhabi, UAE. 2016. 148 p.
11. Lee C.W., Jin Z. Risk management methods applied to renewable and sustainable energy: A review. Journal of Electrical and Electronic Engineering. 2015. Vol. 3. Issue 1. Pp. 1–12.
12. Нефёдова Л.В., Соловьёв А.А. Финансовые методы управления рисками при использовании ВИЭ // Энергетическая политика, 2020. №5. С. 62–75.
13. Нефёдова Л.В., Соловьёв А.А. Анализ рисков освоения возобновляемых источников энергии в России // Проблемы анализа риска, 2015. №6. С. 56–63.
14. Нефёдова Л.В., Соловьёв А.А., Рафикова Ю.Ю. Анализ и оценки рисков в геологической / Экологическая, промышленная и энергетическая безопасность — 2020: Мат. Межд. науч.-практ. конф. (Севастополь, 14–17.09.2020). — Севастополь: СевГУ, 2020. С. 412–417.
15. ГК «Хевел» [Электр. текст]. Режим доступа: hevellsolar.com. Дата обрац.: 06.08.2020.
16. Перечень квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии, с указанием местонахождения объекта и реквизитов юридического лица, которому принадлежит указанный объект [Электр. текст]. Ассоциация «НП Совет рынка». Режим доступа: np-sr.ru. Дата обрац.: 06.08.2020.

References — see page 79.

Prospective areas of development in the field of energy technologies economics and risk assessment in renewable energy. Pp. 62–67.

Lyudmila V. Nefedova, PhD of Geographic Sciences, senior researcher, Faculty of Geography, Lomonosov Moscow State University; **Dmitry A. Solovjov**, PhD of Physico-Mathematical Sciences, senior researcher, Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences (JIHT RAS, Moscow city); **Viktor M. Zaichenko**, Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Laboratory, JIHT RAS; **Adolf A. Chernyavsky**, PhD, Chief Specialist in Economics and renewable energy sources, “Rostovteploelekdroproekt”, JSC (branch of “ENEX”, JSC, Rostov-on-Don city)

1. A.V. Novak. *Rossijskij TjeK: programma “Antivirus”* [Russian fuel and energy complex: the “Antivirus” program]. *Jenergeticheskaja politika* [“An energy policy” Magazine]. 2020. No. 5. Pp. 4–13. [In Russian]
2. V.V. Bushuev, V.V. Pervuhin. *Jenergeticheskij potencial novoj civilizacii i geopolitika* [Energy potential of a new civilization and geopolitics]. *Akademija jenergetiki* [“The academy of power engineering” Magazine]. 2015. No. 4. Pp. 4–10. [In Russian]
3. V.V. Bushuev. *Quo vadis?* [Where are you going?]. *Jenergeticheskaja politika* [“An energy policy” Magazine]. 2020. No. 6. Pp. 26–41. [In Russian]
4. *O proekte jenergeticheskoy strategii Rossii do 2035 goda: Doklad ministra jenergetiki Aleksandra Novaka na zasedanii Pravitel'stva RF ot 02.04.2020* [On the draft energy strategy of Russia until 2035. Report of the Minister of Energy Alexander Novak at the session of the Government of the Russian Federation on April 2, 2020]. *Minjenergo Rossii ot 02.04.2020* [Ministry of Energy of Russia dated April 2, 2020]. Web-source: minenergo.gov. Access data: August 6, 2020. [In Russian]
5. B.K. Pergamenshchik, V.I. Telichenko, P.P. Temishev. *Vozvedenie special'nyh zashhitnyh konstrukcij AJeS* [Construction of special protective structures for nuclear power plants]. Moscow. *Izd-vo MJeI* [PH of Moscow Power Engineering Institute]. 2011. 240 p. [In Russian]
6. I.N. Smoljar, G.F. Lepin. *Atomnaja jenergetika — “mirnyj ubijca”* [Nuclear energy is a “peaceful killer”]. Edited by V.B. Nesterenko. Minsk, Belarus. *Belorus. In-t radiats. bezop-ti “Belgrad”* [“Belgrade” Belarusian Institute of Radiation Safety]. 2008. 203 p. [In Russian]
7. V.M. Zajchenko, A.A. Chernjavskij, V.V. Kuvshinov, E.G. Kakushina, S.A. Abejdulin. *Napravlenija razvitiija jenergetiki* [Directions of energy development]. *Jenergeticheskie ustanovki i tehnologii* [“Power plants and technologies” Magazine]. 2019. No. 3. Pp. 53–61. [In Russian]
8. O.S. Popel', V.E. Fortov. *Vozobnovljaemaja jenergetika v sovremennom mire* [Renewable energy in the modern world]. Moscow. *Izd-vo MJeI* [PH of Moscow Power Engineering Institute]. 2015. 450 p. [In Russian]
9. Renewables 2020. Global Status report. A comprehensive annual overview of the state of renewable energy. REN21 Secretariat. Paris, France. 2020. 367 p.
10. H. Wuester, Jo.Ju. Lee, A. Lumijarvi. Unlocking renewable energy investment: The role of risk mitigation and structured finance. IRENA. Abu Dhabi, UAE. 2016. 148 p.
11. C.W. Lee, Z. Jin. Risk management methods applied to renewable and sustainable energy: A review. *Journal of Electrical and Electronic Engineering*. 2015. Vol. 3. Issue 1. Pp. 1–12.
12. L.V. Nefedova, A.A. Solov'ev. *Finansovye metody upravlenija riskami pri ispol'zovanii VIIe* [Financial methods of risk management when using renewable energy sources]. *Jenergeticheskaja politika* [“An energy policy” Magazine]. 2020. No. 5. Pp. 62–75. [In Russian]
13. L.V. Nefedova, A.A. Solov'ev. *Analiz riskov osvoenija vozobnovljaemyh istochnikov jenergii v Rossii* [Analysis of risks of development of renewable energy sources in Russia]. *Problemy analiza riska* [“Risk analysis problems” Magazine]. 2015. No. 6. Pp. 56–63. [In Russian]
14. L.V. Nefedova, A.A. Solov'ev, Ju.Ju. Rafikova. *Analiz i ocenki riskov v geliojenergetike* [Analysis and assessment of risks in solar energy]. *Jekologicheskaja, promyshlennaja i jenergeticheskaja bezopasnost'* — 2020. *Mat. Mezhd. nauch.-prakt. konf. (Sevastopol', 14–17.09.2020)* [Environmental, Industrial and Energy Safety 2020. Proc. of the International Scientific and Practical Conference (Sevastopol, September 14–17, 2020)]. Sevastopol. SevGU [Sevastopol State University]. 2020. Pp. 412–417. [In Russian]
15. GK “Hevel” [Hevel Energy Group]. Web-source: hevelsolar.com. Access data: August 6, 2020.
16. *Perechen' kvalificirovannyh generirujushhih ob#ektov, funkcionirujushhih na osnove vozobnovljaemyh istochnikov jenergii, s ukazaniem mestonahozhdenija ob#ekta i rekvizitov juridicheskogo lica, kotoromu prinadlezhit ukazannyj ob#ekt* [A list of qualified generating facilities operating on the basis of renewable energy sources, indicating the location of the facility and the details of the legal entity that owns the said facility]. *Associacija “NP Sovet rynka”* [“Non-profit Partnership Council for Organizing Efficient System of Trading at Wholesale and Retail Electricity and Capacity Market” Association (“NP Market Council” Association)]. Web-source: np-sr.ru. Access data: August 6, 2020. [In Russian]