ДЖУРКА
Наталья
Геннадьевна

Кандидат экономических наук,
старший научный сотрудник
Институт экономических
исследований ДВО РАН,
ул. Тихоокеанская, 153,
Хабаровск, Россия, 680042
Старший научный сотрудник
Институт экономики РАН,
Нахимовский пр-т, 32, Москва,
Россия, 117218

DZHURKA
Natalia
Gennadyevna

Ph.D. in economics, senior
research fellow
Economic Research Institute
FEB RAS,
153, Tikhookeanskaya Street,
Khabarovsk, Russia, 680042
Senior research fellow
Institute of Economics, Russian
Academy of Sciences,
32, Nakhimovsky Prospect,
Moscow, Russia, 117218

zakharchenko@ecrin.ru

© Джурка Н.Г.,
Дёмина О.В., 2020

УДК 332.1+330.4

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЙ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ В СИСТЕМЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ РЕГИОНА: ОПЫТ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

В статье представлен инструментарий для оценки экономических последствий сокращения выбросов парниковых газов в системе энергоснабжения региона. Для Дальнего Востока построены траектории выбросов и макроэкономических показателей, генерируемые в условиях сохранения текущих параметров эффективности системы энергоснабжения и в условиях их изменения: 1) модернизации ТЭС, 2) перехода ТЭС с угля на газ при развитии газопереработки. Показано, что снижение эмиссии парниковых газов является побочным эффектом для двух вариантов трансформации системы энергоснабжения.

Внешние эффекты, интернализация внешних эффектов, система энергоснабжения, тепловая электростанция, модель экономических взаимодействий, топливно-энергетический баланс, регион, Дальний Восток

EVALUATING THE ECONOMIC EFFECTS OF EMISSIONS REDUCTION IN THE POWER SYSTEM OF REGION: THE RUSSIAN FAR EAST EXPERIENCE

The article presents model complex for assessing the economic consequences of reducing greenhouse gas emissions in the power system of region. The trajectories of emissions and macroeconomic indicators for the Russian Far East are estimated in the context of maintaining the current parameters of the power system efficiency and in the context of power system transformation (modernization of thermal power plants, transition of thermal power plants from coal to gas with the development of gas processing industry). The results of calculations confirm that an emissions reduction is a secondary effect for selected transformations of the region's power system.

External effects, internalization of external effects, power system, thermal power plant, model of economic interactions, fuel and energy balance, region, Russian Far East

Работа выполнена при поддержке РФФИ, проект № 18-310-00083 «Исследование воздействия системы энергоснабжения на окружающую среду и возможностей его интернализации».

ДЁМИНА
Ольга
Валерьевна

Кандидат экономических наук, старший научный сотрудник

Институт экономических исследований ДВО РАН,
ул. Тихоокеанская, 153,
Хабаровск, Россия, 680042

DYOMINA
Olga
Valeryevna

Ph.D. in economics, senior research fellow

Economic Research Institute
FEB RAS,
153, Tikhookeanskaya Street,
Khabarovsk, Russia, 680042

demina@ecrin.ru

Введение

В экономических дискуссиях об отрицательных внешних эффектах и общественном благосостоянии системы энергоснабжения приводятся уже в качестве классического примера экономической деятельности, в отношении которой требуется принятие мер экологического регулирования. Отрицательные внешние эффекты формируются на всех стадиях процесса выработки электрической и тепловой энергии – от добычи первичных энергоресурсов до транспортировки конечного продукта потребителю. Помимо локальных эффектов, привязанных к размещению объекта загрязнения (отчуждение земель, загрязнение водных ресурсов, воздействие на здоровье человека), системы энергоснабжения генерируют глобальные эффекты, распространяемые за пределы зоны размещения объекта загрязнения (выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, в том числе парниковых газов, истощение невозобновляемых природных ресурсов) [13]. Очевидно, что основные сложности возникают при идентификации, оценке и регулировании именно глобальных эффектов и прежде всего выбросов парниковых газов. Для данной работы основной является идея о том, что изучение глобальных эффектов систем энергоснабжения необходимо начинать с построения для конкретных стационарных источников парниковых газов прогноза выбросов и определения для региона – локализации этих источников экономических последствий интернализации выбросов.

На сегодняшний день цена конечного продукта систем энергоснабжения не учитывает даже половины производимых этими системами выбросов загрязняющих веществ. Средние оценки фактического уровня интернализации внешних эффектов (в части загрязнения атмосферы) варьируются от 1% для угольных ТЭС до 30% для ТЭС, в топливной корзине которых преобладает природный газ (см., например, [27; 36]).

В исследованиях, посвящённых проблеме определения «правильной» цены тепла и электроэнергии, сложившееся положение вещей объясняется двумя причинами. Во-первых, существованием значимого разброса оценок внешних эффектов систем энергоснабжения [21; 31; 34]; во-вторых, доминированием на практике чистых стратегий интернализации внешних эффектов, предусматривающих выбор одного инструмента (например, налога на выбросы), при доказанной в том числе на базе формальных моделей эффективности лишь смешанных стратегий, предусматривающих использование инструментов как прямого регулирования (стандарты

качества окружающей среды, технологические ограничения, нормативы выбросов), так и рыночно-ориентированных (налоги на выбросы, торгуемые разрешения) [16; 22; 25; 26].

Необходимо понимать, что разброс оценок полностью не устраним, поскольку существует естественная зависимость внешних эффектов систем энергоснабжения от пространства. Выбор технологий производства электрической и тепловой энергии, а следовательно, и пределов выбросов парниковых газов, осуществляется с учётом конкретных пространственных условий – доступности топливно-энергетических ресурсов, природно-климатических условий (среднегодовые температуры, рельеф местности) и масштаба социально-экономической системы (плотность населения, энергоёмкость экономики). Вместе с тем существует возможность сокращения разброса оценок за счёт использования прозрачной системы предпосылок. Реальной проблемой является так называемый методологический плюрализм, суть которого заключается в отсутствии единых принципов получения оценок внешних эффектов. Консенсус не сложился ни в отношении статистических эквивалентов внешних эффектов, ни в отношении моделей влияния систем энергоснабжения на окружающую среду.

В соответствии с теорией общественного благосостояния стоимостные оценки внешних эффектов должны строиться в предположении готовности потребителей платить за товары, создаваемые с использованием «чистых» технологий. При этом на практике используются два подхода к стоимостной оценке внешних эффектов – априорный и апостериорный. Идея первого состоит в определении расходов на природоохранные мероприятия, направленные на предотвращение или сокращение загрязнений (*the abatement cost approach*) [19; 30; 32], идея второго – в определении стоимости реального ущерба от загрязнений (*the damage cost approach*) [17; 18; 27; 36]. Оценки, получаемые на основе априорного подхода, при прочих равных условиях выше оценок, получаемых при помощи апостериорного подхода [34].

В отношении моделей, предназначенных для исследования влияния систем энергоснабжения на окружающую среду, важно отметить, что их результаты во многом зависят от того, учитывают ли они полный цикл производства электрической и тепловой энергии. Чем больше моделируется стадий цикла, тем выше получаемые оценки внешних эффектов [34].

На сегодняшний день максимальной степенью прозрачности и проработки отличается система предпосылок модельного проекта ExternE, который создавался на протяжении 1990-х и в начале 2000-х гг. Европейской комиссией [20]. Цель проекта состоит в получении оценок внешних эффектов систем энергоснабжения на основе следующих принципов:

- трактовка внешних эффектов как экономического ущерба;
- измерение внешних эффектов в денежных единицах;
- оперирование средними или агрегированными затратами;
- учёт зависимости внешних эффектов от времени и пространства (анализ «снизу-вверх»).

Имеющийся опыт моделирования с использованием ExternE доказывает, что вышеперечисленные принципы могут быть использованы в качестве базовых (рамочных) (см., например, [24; 27; 35]). При этом их необходимо дополнить принципом, в соответствии с которым рассматриваться должен полный цикл производства энергии.

Расчёты на основе приведённой системы принципов фактически представляют собой первый этап анализа внешних эффектов систем энергоснабжения. Конечной же целью такого анализа должен быть выбор «работающих» инструментов интернализации внешних эффектов. В данной работе предлагается инструментарий для моделирования экономических последствий сокращения выбросов парниковых газов в системе энергоснабжения региона и предпринимается попытка построения на его основе прогнозов основных макропоказателей, характе-

ризующих переход в системе энергоснабжения Дальнего Востока к «чистым» технологиям. Предваряя изложение основных результатов, стоит отметить, что в работе акцент сделан на анализе «чистых» технологий в системах энергоснабжения, но, по предположению, не в ущерб решению более общей задачи – анализу смешанных стратегий интернализации негативных воздействий систем энергоснабжения на окружающую среду. В части инструментария такой акцент необходим для выстраивания связей между отдельными моделями цикла производства энергии и воспроизводственного цикла региона, а полученные прикладные результаты планируются в перспективе развивать до уровня вышеобозначенной общей задачи.

Статья построена следующим образом. В первой части описывается предлагаемый инструментарий и последовательность расчётов на его основе. Во второй части определяются доступные технологические решения по снижению выбросов парниковых газов системы энергоснабжения Дальнего Востока. В третьей части обсуждаются оценки экономических последствий принятия этих решений.

Логика и инструментарий исследования экономических последствий сокращения выбросов парниковых газов системы энергоснабжения региона

К настоящему моменту создано уже довольно много моделей и модельных комплексов, позволяющих строить прогнозные траектории эмиссии парниковых газов топливно-энергетического комплекса в различных сценарных условиях. Обзор основных из них представлен в работах [1; 8; 28]. Несмотря на очевидный интерес исследователей к проблеме внешних экологических эффектов отраслей ТЭК, ряд вопросов, связанных прежде всего с регулированием воздействия экономической деятельности на окружающую среду, остаётся вне поля зрения. Созданные модели и модельные комплексы являются либо высоко агрегированными (уровень страны), либо высоко детализированными (уровень отдельных производственных объектов). В первом случае отсутствует возможность оценки последствий применения инструментов экологического регулирования в различных условиях организации экономических связей в пространстве, во втором случае – возможность анализа полного цикла производства энергии. Кроме того, на базе имеющихся моделей и модельных комплексов анализируются чистые стратегии интернализации внешних эффектов, которые, как говорилось выше, не обеспечивают ожидаемых от них результатов.

Предлагаемый инструментарий обладает следующими особенностями: во-первых, описание внутренних и внешних связей системы энергоснабжения в терминах двух взаимосвязанных структурных моделей – полного цикла производства энергии и воспроизводственного цикла региона; во-вторых, ориентир на моделирование смешанной стратегии интернализации внешних эффектов, обязательным элементом которой являются технологические ограничения; в-третьих, экзогенная форма представления (задания) смешанной стратегии и, соответственно, отсутствие возможности формального экстремального анализа (то есть возможности формального выбора оптимальной стратегии) [7]. Последовательность проведения расчётов на базе предлагаемого инструментария изображена на схеме с четырьмя квадрантами (рис. 1). В первом и втором квадрантах моделируются связи системы энергоснабжения с остальной экономикой региона до введения технологических ограничений, в третьем и четвертом – после их введения.

Рис. 1. Схема оценки экономических последствий сокращения выбросов системы энергоснабжения региона

Источник: [5, с. 89].

Первый квадрант схемы подчинён анализу технологий производства энергии базового года. Анализ начинается с выделения связей между экономическими агентами в рамках полного цикла производства энергии (то есть внутренних связей топливно-энергетического комплекса) и описания этих связей в терминах топливно-энергетического баланса. С точки зрения оценки фактического уровня выбросов системы энергоснабжения особое значение имеет оценка уровня самообеспеченности региона топливно-энергетическими ресурсами. Топливо-энергетический баланс строится в физических и стоимостных единицах с целью дальнейшей интеграции в структурную модель воспроизводственного цикла региона.

Второй квадрант схемы описывает логику моделирования связей между экономическими агентами региона в рамках воспроизводственного цикла, а также представляет возможности оценки внешних эффектов, продуцируемых технологиями производства энергии базового года. На основе топливно-энергетического баланса в стоимостном измерении оценивается матрица социальных счетов с «расшитым» блоком межотраслевых взаимодействий. Матрица в свою очередь используется в качестве информационной основы для разработки динамической модели, принадлежащей к классу так называемых ЕЕЕ-моделей (*Energy-Economy-Environment models*). Модель описывает внутренние и внешние связи топливно-энергетического комплекса и наряду с этим включает функции эмиссии вредных веществ, переменные и параметры, отражающие действие рыночно-ориентированных инструментов регулирования выбросов (прежде всего налогов). Результатом моделирования на данном этапе анализа являются траектории региональных макропоказателей, складывающиеся при технологических ограничениях, существующих в базовом году.

Третий квадрант схемы представляет формализацию перехода к «чистым» технологиям производства энергии. На базе имеющегося опыта технологического нормирования в системах энергоснабжения строится множество доступных «чистых» технологий, из которого выбираются наиболее перспективные комбинации. Технологии, попавшие в число перспективных, «погружаются» в топливно-энергетический баланс базового года априорно, ввиду чего называются латентными. Следует отметить, что при использовании топливно-энергетического баланса с латентными технологиями для построения динамической модели латентные технологии остаются неактивными на протяжении периода реализации соответствующих инвестиционных проектов.

Четвёртый квадрант схемы интегрирует результаты проведённого анализа и представляет динамическую модель, предусматривающую вариативность технологических решений по снижению выбросов системы энергоснабжения региона. Сравнение траекторий региональных макропоказателей, получаемых с учётом и без учёта структурных изменений системы энергоснабжения, а также с учётом и без учёта налогов на выбросы, даёт представление об эффектах той или иной стратегии интернализации.

Система энергоснабжения Дальнего Востока: анализ технологических решений по снижению выбросов парниковых газов

Экономика Дальнего Востока базируется на использовании природных ресурсов, что сопряжено с повышенной антропогенной нагрузкой на окружающую среду. Поскольку в климатических условиях Дальнего Востока затруднено рассеивание вредных примесей, регион отнесён к зоне высокого и очень высокого потенциала загрязнения атмосферы [3]. По состоянию на 2016 г. свыше 30% населения Дальнего Востока проживает в городах с высоким и очень высоким уровнем загрязнения атмосферного воздуха [4, с. 512].

В последние два десятилетия наиболее активного развития региона объём выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, отходящих от стационарных источников, колебался в пределах 800–900 тыс. т (рис. 2). Если до 2013 г. наблюдалось постепенное сокращение выбросов, то после 2013 г. зафиксирован их рост. Основным источником выбросов являлись отрасли ТЭК, доля которых увеличилась с 50 до 84%. Динамика выбросов определялась динамикой производства основных энергоресурсов, структурными трансформациями топливно-энергетического баланса региона, климатическими условиями (колебания температуры воздуха).

Рис. 2. Динамика выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, отходящих от стационарных источников на Дальнем Востоке, тыс. т

Источник: https://gks.ru/bgd/regl/b18_54/Main.htm

В свою очередь в структуре выбросов топливно-энергетического комплекса Дальнего Востока основная доля приходится на предприятия электро- и теплоэнергетики¹, что обусловлено рядом факторов: доминированием тепловых электростанций (ТЭС), сжигающих ископаемое топливо; высоким удельным расходом топлива на единицу выработки энергии в силу технологической отсталости ТЭС; доминированием угля в топливной корзине электростанций (табл. 1).

Вместе с тем для электро- и теплоэнергетики по сравнению с другими отраслями ТЭК существует наиболее широкий спектр технологических решений по сокращению выбросов [5]. Выработка электрической и тепловой энергии может осуществляться либо на основе ископаемого топлива, либо на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В первом случае основной объём выбросов образуется на стадии производства конечного продукта, во втором случае – на стадии производства оборудования [29].

В условиях Дальнего Востока можно выделить следующие варианты технологической трансформации объектов электро- и теплоэнергетики с целью снижения выбросов парниковых газов в атмосферу:

- модернизация действующих ТЭС;
- переход на более экологически чистый вид топлива (природный газ);
- снижения доли выработки электрической и тепловой энергии на электростанциях и котельных, использующих ископаемое топливо, и переход на ВИЭ.

¹ Основные показатели охраны окружающей среды - 2017 г. https://gks.ru/bgd/regl/b_oxr17/Main.htm

Таблица 1

Характеристика электроэнергетики Дальнего Востока (2016 г.)

Показатель	Значение показателя
Установленная мощность электростанций, ГВт, в том числе:	15,9
ТЭС	10,3
ГЭС	5,4
ВИЭ	0,1
Удельный расход условного топлива на выработку электрической энергии, г / кВт·ч	385,3
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии, кг / Гкал	161,2
Доля угля в топливной корзине электростанций, %	55,9
Доля природного газа в топливной корзине электростанций, %	41,5

Источники: составлено по «Форма статистической отчетности Э-1 Мощность электростанций и выработка электроэнергии за 2016 год»; Отчёт о функционировании электроэнергетики за 2016 г. (предварительный) / Министерство энергетики РФ, РЭА. М., 2017; <http://www.rao-esv.ru/shareholders-and-investors/main-indicators/>

Модернизация действующих ТЭС

Доминирование ТЭС в структуре мощностей, климатические условия Дальнего Востока и наличие значительных запасов первичных энергоресурсов способствуют сохранению тепловой генерации. До сих пор тепловые электростанции обеспечивают основной объём производства электрической энергии (64% от суммарного объёма производства), хотя их доля снижается в производстве тепловой энергии (39% от суммарного объёма производства).

На сегодняшний день на Дальнем Востоке функционируют генерирующие мощности, созданные преимущественно в 1970-е – 1980-е гг. Доля оборудования с превышением нормативного срока службы составляет 35% у турбоагрегатов и 37% у генераторов¹. Высокий износ и технологическая отсталость агрегатов обуславливают высокий удельный расход условного топлива на единицу выработки: на 24% выше при производстве электроэнергии и на 6% выше при производстве тепловой энергии, чем в среднем по стране. В свою очередь отечественные ТЭС значительно уступают зарубежным аналогам: КПД на уровне 33–36% (против 45% у лучших зарубежных аналогов); объём утилизации золы на уровне 10–30%; практически полное отсутствие системы серо- и азотоочистки [14].

Модернизация действующих ТЭС – это наименее затратная возможность сокращения выбросов. В рамках модернизации должны улучшиться параметры эффективности ТЭС, а именно должен сократиться расход топлива на единицу выработки. Снижение выбросов загрязняющих веществ будет дополнительным положительным эффектом обновления производственных мощностей и общего роста эффективности производства.

В России реализуются две программы, в которых предусмотрена модернизация действующих ТЭС: Государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и раз-

¹ Основные результаты функционирования объектов электроэнергетики в 2016 году. Итоги прохождения ОЗП 2016–2017 годов. Задачи на среднесрочную перспективу / Под ред. А.В. Черезова. 2017. 104 с.

витие энергетики»¹ и программа модернизации парка действующих ТЭС². В рамках первой программы определены целевые показатели по сокращению удельного расхода условного топлива на отпуск электрической энергии на теплоэлектроцентралях³ (ТЭЦ) до 285,4 г. у.т. / кВт·ч к 2024 г. Удельные капитальные затраты на глубокую модернизацию ТЭС в России оцениваются в 20 тыс. рублей / кВт [10]. В рамках второй программы предусматривается необходимость обновления около 2 ГВт мощности тепловых электростанций на Дальнем Востоке, а требуемый объём инвестиций оценивается в 200 млрд рублей [2].

Если целевые ориентиры по улучшению параметров эффективности работы ТЭС будут достигнуты, в условиях Дальнего Востока (при сохранении объёма и структуры генерирующих мощностей, топливной корзины) сокращение потребления топлива составит 6–7 млн т, порядка 28% от текущего объёма потребления. В свою очередь экономия топлива приведёт к сокращению прямых выбросов парниковых газов на 206,1 т CO₂-эквивалента на каждый 1 млн кВт·ч.

Переход на более экологически чистый вид топлива (природный газ)

В период наиболее активного строительства генерирующих мощностей ориентировались прежде всего на местное топливо. Все регионы Дальнего Востока обладают запасами угля, что предопределило доминирование угольных ТЭС. Реализация программы по газификации региона привела к вытеснению угля из топливной корзины электростанций, что позволило сократить объём выбросов загрязняющих веществ в атмосферу даже в условиях сохранения объёма потребления топлива. Эмиссия парниковых газов при сжигании угля превосходит в 1,8 раза показатель выбросов при сжигании природного газа⁴.

За период реализации программы газификации Дальнего Востока (2008–2017 гг.) доля природного газа в топливной корзине ТЭС увеличилась с 22 до 40,4%. Последнее стало возможным благодаря созданию газотранспортных систем в 5 из 9 субъектов РФ на Дальнем Востоке. В итоге объекты большой энергетики в ряде крупных городов в Камчатском, Приморском, Хабаровском краях, Сахалинской области и Республике Саха (Якутия) были переведены на природный газ. При этом Сахалинская область, Республика Саха (Якутия), Камчатский край и Чукотский автономный округ обеспечены собственными ресурсами природного газа, а Хабаровский и Приморский края получают природный газ из Сахалинской области.

Перспективы дальнейшего увеличения доли природного газа в топливной корзине электростанций Дальнего Востока связаны с реализацией масштабного проекта по созданию газоперерабатывающей отрасли, включающей полную производственную цепочку от добычи природного газа до его углублённой переработки. Проект предусматривает разработку месторождений природного газа, создание газотранспортной системы «Сила Сибири», Амурского газоперерабатывающего завода, логистического центра обслуживания гелиевых контейнеров, газохимического комплекса. Новая отрасль ориентирована прежде всего на удовлетворение внешнего спроса на продукцию, получаемую на всех этапах цепочки, от природного газа до продукции газохимии. Создание газотранспортной системы и разработка новых месторождений газа позволят перевести на природный газ электростанции в Амурской области. Общий объём инвестиций в создание газоперерабатывающей отрасли в регионе оценивается

¹ Государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики» (утверждена постановлением Правительства РФ № 321 от 15 апреля 2014 г.).

² Постановление Правительства РФ № 43 от 25 января 2019 г. «О проведении конкурентных отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций».

³ ТЭЦ – разновидность ТЭС, на которой производится одновременно электрическая и тепловая энергия.

⁴ <https://dvgk.ru/page/107>

в 2,7–2,8 трлн рублей, в том числе 452,2–516,8 млн рублей – на создание газохимического комплекса [9].

Удельные капитальные затраты на замену угольного блока на газовый блок на действующей ТЭС в России оцениваются в 45 тыс. рублей / кВт, а строительство новой ТЭС на природном газе – в 45–60 тыс. рублей / кВт [10, с. 61].

В Амурской области на ТЭС ежегодно сжигается порядка 1 млн т у.т. В результате перевода ТЭС Амурской области на природный газ только прямые выбросы загрязняющих веществ сократятся на 40% от текущего уровня (на каждый 1 млн кВт·ч выработки уменьшение эмиссии парниковых газов составит примерно 364,9 т CO₂-эквивалента).

Снижение доли выработки электрической и тепловой энергии на электростанциях и котельных, использующих ископаемое топливо, и переход на ВИЭ

Наличие значительных запасов традиционных энергоносителей на Дальнем Востоке фактически блокирует реальное использование возобновляемых источников энергии. При этом потенциал возобновляемых источников энергии оценивается по гидроресурсам малых рек до 146 млрд кВт·ч в год, геотермальной энергии – до 4 т у.т. с 1 м² в год, энергии ветра – до 4 611 млрд кВт·ч в год¹. В 2016 г. в регионе установленная мощность электростанций на основе ВИЭ составляла 81,2 МВт (менее 1% в структуре установленной мощности), в то время как выработка электроэнергии – 448,8 млн кВт·ч².

Утверждённые стратегические документы по перспективному развитию ТЭК региона практически игнорируют значительный потенциал развития ВИЭ на Дальнем Востоке. По экспертным оценкам сотрудников ИСЭМ СО РАН, в перспективе до 2050 г. в регионе установленная мощность ВИЭ составит всего 660 МВт [15]. Программа развития ВИЭ холдинга РАО ЭС Востока, обеспечивающего основной объём производства электрической и тепловой энергии в регионе, предусматривает строительство всего 126,2 МВт мощности ВИЭ [12]. Реализация данной программы позволит ежегодно экономить 46 тыс. т дизельного топлива, что приведёт к сокращению прямых выбросов парниковых газов на 886,2–1 160,5 т CO₂-эквивалента на каждый 1 млн кВт·ч (табл. 2).

Таблица 2

Экономические характеристики вариантов технологической трансформации системы энергоснабжения Дальнего Востока

Вариант технологической трансформации системы энергоснабжения	Удельный объём капитальных затрат, млн рублей на 1 млн кВт·ч	Удельное сокращение прямых выбросов, т CO ₂ эквивалента на 1 млн кВт·ч	Стоимость сокращения прямых выбросов на 1 т CO ₂ эквивалента, тыс. рублей
Модернизация ТЭС	0,186	206,1	0,90
Перевод ТЭС с угля на газ	0,419	364,9	1,15
Переход на ВИЭ	8,033	886,2–1 160,5	6,9–9,1

Источники: расчёты авторов по данным [10; 12]; <https://dvvg.ru/page/107>; <http://www.rao-esv.ru/shareholders-and-investors/main-indicators/>

¹ Стратегия развития электроэнергетики Дальнего Востока до 2020 г. и на перспективу до 2025 г.: проект. М., 2009. 179 с.

² Форма статистической отчётности Э-1 Мощность электростанций и выработка электроэнергии за 2016 год.

Для стимулирования развития ВИЭ необходимо создать условия для экономической эффективности их использования. Для оптового рынка электроэнергии России ежегодно проводится конкурсный отбор проектов строительства ВИЭ на 4 года, критерием выступают капитальные затраты по проекту; для условий Дальнего Востока данный механизм поддержки ВИЭ вовсе не предусмотрен.

На сегодняшний день часть затрат, связанных с негативным воздействием отраслей ТЭК на окружающую среду, по-прежнему не включается в стоимость энергии. Так, по оценкам авторов, текущий уровень интернализации внешних экологических эффектов для электро- и теплоэнергетики России составляет 0,5–1,8% от себестоимости, а для ОЭС Востока – 1% [6]. Игнорирование внешних эффектов приводит к искажённой оценке технологических решений для производства энергии: более капиталоемкие проекты на основе ВИЭ уступают технологиям, основанным на сжигании ископаемого топлива [23; 33].

В рамках существующей системы формирования затрат на производство электрической и тепловой энергии без учёта внешних отрицательных эффектов ВИЭ экономически эффективно могут применяться только в районах децентрализованного энергоснабжения. Однако даже в этом случае сохраняется необходимость достаточно существенных дотаций из бюджетов на выравнивание тарифов [11].

Таким образом, из трёх рассмотренных технологических решений по сокращению выбросов парниковых газов на Дальнем Востоке перспективными являются первые два: модернизация действующих ТЭС и переход на более экологически чистый вид топлива (природный газ). Далее обсуждаются оценки экономических последствий выделенных решений.

Оценка экономических последствий сокращения выбросов парниковых газов в системе энергоснабжения Дальнего Востока

В расчётах предполагается, что основные эффекты технологических решений по сокращению выбросов системы энергоснабжения Дальнего Востока будут наблюдаться после 2024 г. К этому году планируется как завершение процесса модернизации действующих ТЭС, так и запуск всех производственных линий по переработке газа. При расчёте эффектов базой для сравнения служат траектории выбросов и макроэкономических показателей, генерируемые в условиях сохранения текущих параметров эффективности действующих ТЭС (базовые траектории). Кроме того, следует подчеркнуть, что технологическая трансформация системы энергоснабжения Дальнего Востока по второму варианту не исключает, а дополняет технологическую трансформацию по первому варианту, то есть переход на природный газ будет сопровождаться общим ростом эффективности объектов энергетики.

Согласно расчётам, в условиях модернизации к 2040 г. выбросы парниковых газов системы энергоснабжения Дальнего Востока составят 101,6 млн т CO_2 -эквивалента, что на 0,5 млн т CO_2 -эквивалента меньше, чем в базовых условиях (выбросы топливно-энергетического комплекса в целом – 190,5 млн т CO_2 -эквивалента). Переход на газ и развитие новой для экономики региона газоперерабатывающей отрасли приведёт к увеличению выбросов парниковых газов в системе энергоснабжения до 115,7 млн т CO_2 -эквивалента, топливно-энергетическом комплексе в целом – до 218,7 млн т CO_2 -эквивалента. Динамика эффектов двух вариантов технологической трансформации системы энергоснабжения Дальнего Востока представлена на [рисунке 3](#).

Рис. 3. Приросты выбросов парниковых газов системы энергоснабжения Дальнего Востока (по отношению к выбросам в базовых условиях), млн т CO₂-эквивалента

Источник: расчёты авторов.

Расчёты лишь подтверждают, что для двух рассматриваемых вариантов технологической трансформации системы энергоснабжения задача сокращения выбросов парниковых газов не является приоритетной. Более того, масштабы новой для экономики региона газоперерабатывающей отрасли таковы, что положительные эффекты от снижения расхода топлива на единицу выработки и замены угольных блоков на газовые не перекрывают отрицательных эффектов от общего увеличения антропогенной нагрузки на окружающую среду.

В структуре выбросов топливно-энергетического комплекса Дальнего Востока на системы энергоснабжения по-прежнему будет приходиться более 50% (**рис. 4**). Благодаря модернизации доля ТЭС и котельных в выбросах комплекса сократится на 0,5%, а с учётом замены угольных блоков на газовые – на 0,8%. При этом, как следует из данных рисунка 3, дополнительное сокращение доли в рамках второго варианта технологической трансформации обеспечивается не реальным сокращением выбросов системы энергоснабжения, а опережающим ростом выбросов газодобывающей отрасли.

Представленная в предыдущем разделе информация по стоимости проектов технологической трансформации системы энергоснабжения Дальнего Востока и ожидаемой величине снижения эмиссии парниковых газов позволяет определить стоимость 1 т выбросов CO₂-эквивалента и, соответственно, общие и средние внешние затраты системы энергоснабжения региона (**табл. 3**).

Обращают на себя внимание высокие внешние затраты системы энергоснабжения при условии её технологической трансформации по второму варианту. Значение средних внешних затрат в данном случае стабилизируется на уровне 0,995 рубля / кВт·ч. Это объясняется как ростом общего объёма выбросов ввиду развития энергоёмкой газопереработки, так и сравнительно высокой стоимостью 1 т выбросов CO₂-эквивалента.

Соотнеся полученные оценки с базовым тарифом на электроэнергию, установленным законодательно на уровне 4 рубля / кВт·ч¹, можно заключить, что интернализация внешних эффектов системы энергоснабжения региона в описываемых условиях приведёт к росту тарифа на величину в интервале от 16,6 до 24,9%.

¹ Базовый уровень тарифа на электроэнергию для промышленных потребителей Дальнего Востока установлен распоряжением Правительства РФ № 1615-р от 28 июля 2017 г.

Рис. 4. Структура выбросов парниковых газов топливно-энергетического комплекса Дальнего Востока в 2040 г.

Источник: расчёты авторов.

Таблица 3

Внешние затраты системы энергоснабжения Дальнего Востока к 2040 г.

Условия функционирования системы энергоснабжения региона	Общие внешние затраты, млрд рублей	Средние внешние затраты, рублей / кВт·ч	Отношение средних внешних затрат к базовому тарифу на электроэнергию, %
Базовые условия	93,9	0,682	17,0
Первый вариант технологической трансформации	91,4	0,664	16,6
Второй вариант технологической трансформации	133,1	0,994	24,9

Источник: расчёты авторов.

Кроме того, учитывая, что продукция газопереработки в основном ориентирована на внешний рынок, важным показателем, характеризующим варианты технологической трансформации системы энергоснабжения, является соотношение выбросов топливно-энергетического комплекса и ВРП – углеродоёмкость экономики региона. К 2040 г. в базовых условиях

углеродоёмкость составит 0,051 т / тыс рублей. При модернизации ТЭС следует ожидать её сокращения на 0,3%, а при развитии газопереработки – на 0,1%. Таким образом, меры по повышению эффективности действующих ТЭС и их переводу с угля на природный газ позволяют не столько снизить, сколько стабилизировать уровень углеродоёмкости экономики региона.

Заключение

Известные в теории инструменты интернализации внешних экологических эффектов зачастую на практике вызывают массу вопросов, в том числе о соотношении реальных и ожидаемых результатов интернализации, о комбинации инструментов интернализации в рамках разработки общей стратегии снижения негативного воздействия на окружающую среду. Степень неопределённости увеличивается, если речь заходит о таких социально ориентированных объектах экономической деятельности, как системы энергоснабжения.

В данной работе предложен инструментарий для оценки экономических последствий сокращения выбросов парниковых газов в системе энергоснабжения региона. Инструментарий является многокомпонентным и ориентированным на моделирование смешанной стратегии интернализации внешних эффектов, включающей в качестве обязательного элемента технологические ограничения (нормативы). Основными компонентами инструментария являются топливно-энергетический баланс базового года и два варианта динамической модели экономических взаимодействий с экологическим блоком. Варианты модели различаются набором технологий производства энергии, второй вариант в отличие от первого описывает процесс запуска экологически «чистых» технологий. На базе динамической модели оцениваются перспективные траектории выбросов и макроэкономических показателей при условии сохранения и изменения текущих параметров эффективности системы энергоснабжения региона.

Анализ технологий, используемых в системе энергоснабжения Дальнего Востока, показал, что ожидания снижения в регионе эмиссии парниковых газов связаны прежде всего с модернизацией ТЭС и переводом объектов энергетики с угля на природный газ ввиду развития газоперерабатывающей отрасли. Расчёты, проведённые на базе предложенного инструментария, позволяют сделать следующие выводы в отношении этих ожиданий. Во-первых, за счёт повышения эффективности системы энергоснабжения ситуация с выбросами парниковых газов в регионе существенно не изменится. По сравнению с базовыми условиями функционирования системы при модернизации ТЭС выбросы снижаются со среднегодовым темпом -0,1%, а при газификации за счёт развития новых производств и вовсе увеличиваются со среднегодовым темпом 9,7%. Во-вторых, показатель углеродоёмкости экономики региона индифферентен к тому, какой вариант структурной трансформации системы энергоснабжения реализуется. В целом это свидетельствует об идентичности соответствующих инвестиционных проектов и даже о их инерционности (с точки зрения экологических эффектов). В-третьих, непосредственная интернализация затрат на мероприятия по снижению эмиссии парниковых газов приведёт к росту тарифа на электроэнергию в регионе на величину в интервале от 16,6 до 24,9%. В условиях и без того более высоких тарифов по отношению к средним по стране последствиями такой интернализации могут стать рост социальной напряжённости, а также сокращение либо прекращение экспорта российской электроэнергии в Китай.

Полученные оценки в конечном счёте определяют круг вопросов для дальнейшего исследования, среди которых вопросы о возможности и необходимости приоритезации экологических эффектов проектов структурной трансформации системы энергоснабжения Дальнего Востока и о существовании пороговых значений для допустимого увеличения тарифов на электроэнергию.

Список литературы

1. Башмаков И.А., Мышак А.Д. Сравнение прогнозов выбросов парниковых газов в секторе «энергетика» России на 2010–2060 гг. // Проблемы прогнозирования. 2014. № 1. С. 48–62.
2. Вавина Е. Правительство утвердило программу модернизации старых ТЭС. URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2019/01/24/792348-tes> (дата обращения: 02.02.2020).
3. Государственный доклад о состоянии и об охране окружающей среды Хабаровского края в 2018 году / под ред. А.А. Сабитова. Хабаровск: ГРАНД ЭКСПРЕСС, 2019. 256 с.
4. Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2016 году». М.: Минприроды России; НИА–Природа, 2017. 760 с.
5. Дёмина О.В., Джурка Н.Г. Исследование внешних эффектов энергетики: опыт Дальнего Востока // Новая азиатская политика и развитие Дальнего Востока России. Материалы международной научной конференции / Под ред. П.А. Минакира. Хабаровск: ИЭИ ДВО РАН, 2020. С. 186–193.
6. Дёмина О.В., Джурка Н.Г. Регулирование воздействия систем электро- и теплоснабжения на окружающую среду: экономический аспект // Современные проблемы регионального развития: Материалы VII Всероссийской научной конференции / Под ред. Е.Я. Фрисмана. Биробиджан: ИКАРП ДВО РАН – ФГБОУ ВО «ПГУ им. Шолом-Алейхема», 2018. С. 315–317. <http://dx.doi.org/10.31433/978-5-904121-22-8-2018-315-317>
7. Джурка Н.Г., Дёмина О.В. Макроэкономическое моделирование последствий сокращения выбросов системы энергоснабжения региона // Новая азиатская политика и развитие Дальнего Востока России. Материалы международной научной конференции / Под ред. П.А. Минакира. Хабаровск: ИЭИ ДВО РАН, 2020. С. 86–91.
8. Джурка Н.Г., Дёмина О.В. Опыт моделирования взаимодействий энергетики, экономики, окружающей среды // Ученые записки. Выпуск 6. Модели и механизмы пространственного развития / под ред. О.М. Прокапало. Хабаровск: ИЭИ ДВО РАН, 2017. С. 17–23.
9. Джурка Н.Г., Дёмина О.В. Оценка последствий формирования газоперерабатывающего комплекса на Дальнем Востоке // Экономика региона. 2018. Т. 14. № 2. С. 450–462. <http://dx.doi.org/10.17059/2018-2-9>
10. Жихарев А., Посыпанко Н. Модернизация ТЭС: маневр уклонения от рынка. URL: https://vygon.consulting/upload/iblock/7f1/vygon_consulting_power_plants_modernization.pdf (дата обращения: 17.01.2020).
11. Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Халгаева Н.А., Симоненко А.Н. Факторы, препятствующие развитию малой энергетики на востоке России. URL: <http://www.sei.irk.ru/symp2010/papers/RUS/S5-02r.pdf> (дата обращения: 21.01.2020).
12. Каплун А.А. Инвестиционный потенциал развития ВИЭ в ДФО. URL: <https://hardtalk.hse.ru/congress2016#anchor5> (дата обращения: 25.01.2020).
13. Майсюк Е.П., Иванова И.Ю. Анализ существующих методов оценки воздействия энергетических объектов на окружающую среду // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2018. № 4. С. 113–127.
14. Об экологическом развитии Российской Федерации в интересах будущих поколений. URL: <http://www.cenef.ru/file/Doklad.pdf> (дата обращения: 15.01.2020).
15. Санеев Б.Г., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф. Использование возобновляемых источников энергии как одно из приоритетных направлений совершенствования систем энергоснабжения труднодоступных территорий восточных регионов // Возобновляемая энергетика, XXI век: Энергетическая и экономическая эффективность. Материалы Международного конгресса REENCON-XXI «Возобновляемая энергетика XXI век: Энергетическая и экономическая эффективность» / Под ред. Д.О. Дуникова, О.С. Попеля. Москва: ОИВТ РАН, 2016. С. 136–142.
16. Ховавко И.Ю. Инструменты интернализации внешних экологических эффектов // Вестник Ма-

- рийского государственного технического университета. Серия: Экономика и управление. 2011. № 3. С. 15–24.
17. Subsidies and Costs of EU Energy. Final Report. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ECOFYS%202014%20Subsidies%20and%20costs%20of%20EU%20energy_11_Nov.pdf (дата обращения: 11.01.2020).
18. *Bhattacharyya S.C.* An Estimation of Environmental Costs of Coal-Based Thermal Power Generation in India // *International Journal of Energy Research*. 1997. Vol. 21. № 3. Pp. 289–298. [http://dx.doi.org/10.1002/\(SICI\)1099-114X\(199703\)21:3<289::AID-ER263>3.0.CO;2-N](http://dx.doi.org/10.1002/(SICI)1099-114X(199703)21:3<289::AID-ER263>3.0.CO;2-N)
19. *Cifuentes L.A., Lave L.B.* Economic Valuation of Air Pollution Abatement: Benefits from Health Effects // *Annual Review of Energy and the Environment*. 1993. Vol. 18. Pp. 319–342. <http://dx.doi.org/10.1146/annurev.eg.18.110193.001535>
20. ExternE – Externalities of Energy – Methodology 2005 Update. Ed. by P. Bickel, R. Friedrich. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2004. 270 p.
21. *Friedrich R., Voss A.* External Costs of Electricity Generation // *Energy Policy*. 1993. Vol. 21. № 2. Pp. 114–122. [http://dx.doi.org/10.1016/0301-4215\(93\)90133-Z](http://dx.doi.org/10.1016/0301-4215(93)90133-Z)
22. *Gupta A.K., Prakash A.* On Internalization of Externalities. URL: http://dlc.dlib.indiana.edu/dlc/bitstream/handle/10535/4391/internalization_of_externalities.pdf?sequence=1 (дата обращения: 19.01.2020).
23. *Jacobson M.Z., Delucchi M.A., Bauer Z.A.F., Goodman S.C., Chapman W.E., Cameron M.A., Bozonnat C., Chobadi L., Clonts H.A., Enevoldsen P., Erwin J.R., Fobi S.N., Goldstrom O.K., Hennessy E.M., Liu J., Lo J., Meyer C.B., Morris S.B., Moy K.R., O'Neill P.L., Petkov I., Redfern S., Schucker R., Sontag M.A., Wang J., Weiner E., Yachanin A.S.* 100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World // *Joule*. 2017. Vol. 1. № 1. Pp. 108–121. <http://dx.doi.org/10.1016/j.joule.2017.07.005>
24. *Krewitt W.* External Costs of Energy – Do the Answers Match the Questions?: Looking Back at 10 Years of ExternE // *Energy Policy*. 2002. Vol. 30. № 10. Pp. 839–848. [http://dx.doi.org/10.1016/S0301-4215\(01\)00140-9](http://dx.doi.org/10.1016/S0301-4215(01)00140-9)
25. *Linares P., Munoz L., Ramos A., Montes J.* Internalization of Externalities into Energy Decision-Making: A Model for the Social Optimization of the Operation of Electricity Systems. URL: https://www.iit.comillas.edu/aramos/papers/Linares_Munoz_Ramos_Montes.pdf (дата обращения: 12.01.2020).
26. *Linares P., Romero C.* A Multiple Criteria Decision-Making Approach for Electricity Planning in Spain: Economic versus Environmental Objectives // *Journal of the Operational Research Society*. 2000. Vol. 51. № 6. Pp. 736–743. <http://dx.doi.org/10.1057/palgrave.jors.2600944>
27. *Maca V., Melichar J., Scasny M.* Internalization of External Costs of Energy Generation in Central and Eastern European Countries // *The Journal of Environment & Development*. 2012. Vol. 21. № 2. Pp. 181–197. <http://dx.doi.org/10.1177/1070496512442504>
28. *Nakata T.* Energy – Economic Models and the Environment // *Progress in Energy and Combustion Science*. 2004. Vol. 30. № 4. Pp. 417–475. <http://dx.doi.org/10.1016/j.pecs.2004.03.001>
29. *Owen A.D.* Renewable Energy: externality costs as market barriers // *Energy Policy*. 2006. Vol. 34. № 5. Pp. 632–642. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2005.11.017>
30. *Parfomak P.W.* Falling Generation Costs, Environmental Externalities and the Economics of Electricity Conservation // *Energy Policy*. 1997. Vol. 25. № 10. Pp. 845–860. [http://dx.doi.org/10.1016/S0301-4215\(97\)00075-X](http://dx.doi.org/10.1016/S0301-4215(97)00075-X)
31. *Pearce D.* Energy Policy and Externalities: An Overview. URL: http://www.cserge.ucl.ac.uk/NEA%20_%20Energy%20Policy%20and%20Externalities.pdf (дата обращения: 22.02.2020).
32. *Putta S.N.* Methods for Valuing and Incorporating Environmental Costs in Electric Resource Planning and Acquisition // *External Environmental Costs of Electric Power: Analysis and Internalization*. Ed. by

- O. Hohmeyer, R.L. Ottinger. Berlin: Springer-Verlag, 1991. Pp. 253–263. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-76712-8_19
33. Samadi S. The Social Costs of Electricity Generation – Categorising Different Types of Costs and Evaluating Their Respective Relevance // *Energies*. 2017. Vol. 10. № 3. <http://dx.doi.org/10.3390/en10030356>
34. Sundqvist Th. What Causes the Disparity of Electricity Externality Estimates? // *Energy Policy*. 2004. Vol. 32. № 15. Pp. 1753–1766. [http://dx.doi.org/10.1016/S0301-4215\(03\)00165-4](http://dx.doi.org/10.1016/S0301-4215(03)00165-4)
35. The Full Costs of Electricity Provision. URL: <https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2018/7298-full-costs-2018.pdf> (дата обращения: 27.01.2020).
36. Thopil G.A., Pouris A. Aggregation and Internalization of Electricity Externalities in South Africa // *Energy*. 2015. Vol. 82. Pp. 501–511. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.01.059>

References

1. Bashmakov I.A., Myshak A.D. Comparison of Greenhouse Gas Emission Forecasts in Russia's Energy Sector for 2010–2060. *Problemy prognozirovaniya* [Issues of Forecasting]. 2014. No. 1. Pp. 48–62.
2. Vavina E. *The Government Approved the Modernization Program for Old TPPs*. Available at: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2019/01/24/792348-tes> (accessed 2 February 2020). (In Russian)
3. *State Report on the State and Environmental Protection of the Khabarovsk Territory in 2018*. Ed. by A. Sabitova. Khabarovsk, 2019. 256 p. (In Russian)
4. *State Report «On the State and Environmental Protection of the Russian Federation in 2016»*. Moscow, 2017. 760 p. (In Russian)
5. Dyomina O.V., Dzhurka N.G. Research on Power System Externalities: The Case of the Russian Far East. In: *New Asian Politics and the Development of the Russian Far East: Proceedings of the International Scientific Conference*. Ed. by P.A. Minakir. Khabarovsk, 2020. Pp. 186–193. (In Russian)
6. Dyomina O.V., Dzhurka N.G. Regulation of the Environmental Impact of Electricity and Heat Energy Systems: Economic Aspect. In: *Present Problems of Regional Development: Materials of the VII All-Russian Scientific Conference*. Ed. by E.Ya. Frisman. Birobidzhan, 2018. Pp. 315–317. (In Russian)
7. Dzhurka N.G., Dyomina O.V. Macroeconomic Modelling the Consequences of Emissions Reduction in the Power System of Region. In: *New Asian Politics and the Development of the Russian Far East: Proceedings of the International Scientific Conference*. Ed. by P.A. Minakir. Khabarovsk, 2020. Pp. 86–91. (In Russian)
8. Dzhurka N.G., Dyomina O.V. Energy, Economy and Environment Models: An Overview. In: *Science Notes. Issue 6. Models and Mechanisms of Spatial Development: Collection of Papers*. Ed. by O.M. Prokapalo. Khabarovsk, 2017. Pp. 17–23. (In Russian)
9. Dzhurka N.G., Dyomina O.V. Evaluating the Consequences of the Gas Processing Complex Creation in the Russian Far East. *Ekonomika regiona* [Economy of Region]. 2018. Vol. 14. No. 2. Pp. 450–462. <http://dx.doi.org/10.17059/2018-2-9> (In Russian)
10. Zhikharev A., Posypanko N. *Power Plants Modernization: Market Dodge Maneuver*. Available at: https://vygon.consulting/upload/iblock/7f1/vygon_consulting_power_plants_modernization.pdf (accessed 17 January 2020). (In Russian)
11. Ivanova I.Yu., Tuguzova T.F., Khalgaeva N.A., Simonenko A.N. *Factors Hindering Development of Small-Scale Energy in Russia's East*. Available at: <http://www.sei.irk.ru/symp2010/papers/RUS/S5-02r.pdf> (accessed 21 January 2020). (In Russian)
12. Kaplun A.A. *Investment Potential for Development Renewable Energy Sources in the Far Eastern Federal District*. Available at: <https://hardtalk.hse.ru/congress2016#anchor5> (accessed 25 January 2020). (In Russian)
13. Maysyuk E.P., Ivanova I.Yu. Analysis of Existing Methods for Assessing the Impact of Energy Facilities

on the Environment. *Informatsionnye i matematicheskie tekhnologii v nauke i upravlenii* [Information and Mathematical Technologies in Science and Management]. 2018. No. 4. Pp. 113–127.

14. *On the Environmental Development of the Russian Federation in the Interests of Future Generations*. Available at: <http://www.cenef.ru/file/Doklad.pdf> (accessed 15 January 2020). (In Russian)

15. Saneev B.G., Ivanova I.Yu., Tuguzova T.F. The Use of Renewable Energy Sources as a Priority Line For the Enhancement of Systems for Energy Supply to Hard-To-Access Territories in Eastern Regions. In: *Renewable Energy, 21st Century: Energy and Economic Efficiency. Materials International Renewable Energy Congress REENCON-XXI 2016: Energy and Economic Efficiency*. Ed. by D.O. Dunikova, O.S. Popelya. Moscow, 2016. Pp. 136–142. (In Russian)

16. Khovavko I.Yu. Instruments of Ecological Externalities Internalization. *Vestnik Mariyskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Seriya: Ekonomika i upravlenie* [Bulletin of the Mari State Technical University. Series: Economics and Management]. 2011. No. 3. Pp. 15–24. (In Russian)

17. *Subsidies and Costs of EU Energy. Final Report*. Available at: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ECOFYS%202014%20Subsidies%20and%20costs%20of%20EU%20energy_11_Nov.pdf (accessed 11 January 2020).

18. Bhattacharyya S.C. An Estimation of Environmental Costs of Coal-Based Thermal Power Generation in India. *International Journal of Energy Research*. 1997. Vol. 21. No. 3. Pp. 289–298. [http://dx.doi.org/10.1002/\(SICI\)1099-114X\(199703\)21:3<289::AID-ER263>3.0.CO;2-N](http://dx.doi.org/10.1002/(SICI)1099-114X(199703)21:3<289::AID-ER263>3.0.CO;2-N)

19. Cifuentes L.A., Lave L.B. Economic Valuation of Air Pollution Abatement: Benefits from Health Effects. *Annual Review of Energy and the Environment*. 1993. Vol. 18. Pp. 319–342. <http://dx.doi.org/10.1146/annurev.eg.18.110193.001535>

20. *ExternE – Externalities of Energy – Methodology 2005 Update*. Ed. by P. Bickel, R. Friedrich. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2004. 270 p.

21. Friedrich R., Voss A. External Costs of Electricity Generation. *Energy Policy*. 1993. Vol. 21. No. 2. Pp. 114–122. [http://dx.doi.org/10.1016/0301-4215\(93\)90133-Z](http://dx.doi.org/10.1016/0301-4215(93)90133-Z)

22. Gupta A.K., Prakash A. *On Internalization of Externalities*. Available at: http://dlc.dlib.indiana.edu/dlc/bitstream/handle/10535/4391/internalization_of_externalities.pdf?sequence=1 (accessed 19 January 2020).

23. Jacobson M.Z., Delucchi M.A., Bauer Z.A.F., Goodman S.C., Chapman W.E., Cameron M.A., Bozonnat C., Chobadi L., Clonts H.A., Enevoldsen P., Erwin J.R., Fobi S.N., Goldstrom O.K., Hennessy E.M., Liu J., Lo J., Meyer C.B., Morris S.B., Moy K.R., O'Neill P.L., Petkov I., Redfern S., Schucker R., Sontag M.A., Wang J., Weiner E., Yachanin A.S. 100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World. *Joule*. 2017. Vol. 1. No. 1. Pp. 108–121. <http://dx.doi.org/10.1016/j.joule.2017.07.005>

24. Krewitt W. External Costs of Energy – Do the Answers Match the Questions?: Looking Back at 10 Years of ExternE. *Energy Policy*. 2002. Vol. 30. No. 10. Pp. 839–848. [http://dx.doi.org/10.1016/S0301-4215\(01\)00140-9](http://dx.doi.org/10.1016/S0301-4215(01)00140-9)

25. Linares P., Munoz L., Ramos A., Montes J. *Internalization of Externalities into Energy Decision-Making: A Model for the Social Optimization of the Operation of Electricity Systems*. Available at: https://www.iit.comillas.edu/aramos/papers/Linares_Munoz_Ramos_Montes.pdf (accessed 12 January 2020).

26. Linares P., Romero C. A Multiple Criteria Decision-Making Approach for Electricity Planning in Spain: Economic versus Environmental Objectives. *Journal of the Operational Research Society*. 2000. Vol. 51. No. 6. Pp. 736–743. <http://dx.doi.org/10.1057/palgrave.jors.2600944>

27. Maca V., Melichar J., Scasny M. Internalization of External Costs of Energy Generation in Central and Eastern European Countries. *The Journal of Environment & Development*. 2012. Vol. 21. No. 2. Pp. 181–197. <http://dx.doi.org/10.1177/1070496512442504>

28. Nakata T. Energy-Economic Models and the Environment. *Progress in Energy and Combustion Science*. 2004. Vol. 30. No. 4. Pp. 417–475. <http://dx.doi.org/10.1016/j.peccs.2004.03.001>

29. Owen A.D. Renewable Energy: Externality Costs as Market Barrie. *Energy Policy*. 2006. Vol. 34. No. 5. Pp. 632–642. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2005.11.017>
30. Parfomak P.W. Falling Generation Costs, Environmental Externalities and the Economics of Electricity Conservation. *Energy Policy*. 1997. Vol. 25. No. 10. Pp. 845–860. [http://dx.doi.org/10.1016/S0301-4215\(97\)00075-X](http://dx.doi.org/10.1016/S0301-4215(97)00075-X)
31. Pearce D. *Energy Policy and Externalities: An Overview*. Available at: http://www.cserge.ucl.ac.uk/NEA%20_%20Energy%20Policy%20and%20Externalities.pdf (accessed 22 January 2020).
32. Putta S.N. Methods for Valuing and Incorporating Environmental Costs in Electric Resource Planning and Acquisition. In: *External Environmental Costs of Electric Power: Analysis and Internalization*. Ed. by O. Hohmeyer, R.L. Ottinger. Berlin: Springer-Verlag, 1991. Pp. 253–263. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-76712-8_19
33. Samadi S. The Social Costs of Electricity Generation – Categorising Different Types of Costs and Evaluating Their Respective Relevance. *Energies*. 2017. Vol. 10. No. 3. <http://dx.doi.org/10.3390/en10030356>
34. Sundqvist Th. What Causes the Disparity of Electricity Externality Estimates? *Energy Policy*. 2004. Vol. 32. No. 15. Pp. 1753–1766. [http://dx.doi.org/10.1016/S0301-4215\(03\)00165-4](http://dx.doi.org/10.1016/S0301-4215(03)00165-4)
35. *The Full Costs of Electricity Provision*. Available at: <https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2018/7298-full-costs-2018.pdf> (accessed 27 January 2020).
36. Thopil G.A., Pouris A. Aggregation and Internalization of Electricity Externalities in South Africa. *Energy*. 2015. Vol. 82. Pp. 501–511. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.01.059>

■ ■ ■
Для цитирования:

Джурка Н.Г., Дёмина О.В. Оценка экономических последствий сокращения выбросов в системе энергоснабжения региона: опыт Дальнего Востока // Регионалистика. 2020. Т. 7. № 2. С. 5–23. <https://doi.org/10.14530/reg.2020.2.5>

For citing:

Dzhurka N.G., Dyomina O.V. Evaluating the Economic Effects of Emissions Reduction in the Power System of Region: The Russian Far East Experience. *Regionalistica* [Regionalistics]. 2020. Vol. 7. No. 2. Pp. 5–23. <https://doi.org/10.14530/reg.2020.2.5> (In Russian)