

pISSN 2073-2872
eISSN 2311-875X

Энергетическая безопасность

ВОЗМОЖНОЕ ВЛИЯНИЕ ВВЕДЕНИЯ ПЛАТЫ ЗА ВЫБРОСЫ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ НА СТОИМОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ*

Юрий Дмитриевич КОНОНОВ ^{a,*},
Дмитрий Юрьевич КОНОНОВ ^b

^a доктор экономических наук, профессор, заслуженный деятель науки РФ,
главный научный сотрудник,
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация
kononov@isem.irk.ru
ORCID: отсутствует
SPIN-код: 7634-0211

^b кандидат технических наук, старший научный сотрудник,
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация
dima@isem.irk.ru
ORCID: отсутствует
SPIN-код: отсутствует

* Ответственный автор

История статьи:

Рег. № 290/2021
Получена 13.05.2021
Получена в
доработанном виде
31.05.2021
Одобрена 16.06.2021
Доступна онлайн
15.09.2021

УДК 621.311:338.27
JEL: Q43, Q47

Ключевые слова:

углеродный налог,
системы
электрообеспечения,
структура
электростанций,
стоимость
электроэнергии,
федеральные округа,
эмиссия CO₂

Аннотация

Предмет. Стратегия низкоуглеродного развития экономики и энергетики России, предусматривающая введение платы за выбросы двуокиси углерода.

Тема. Введение углеродного налога может серьезно повлиять на перспективную структуру электростанций и привести к росту цен на электроэнергию. Ожидаемые негативные последствия для национальной и энергетической безопасности велики, но для правильной оценки этих стратегических угроз нужны серьезные и многосторонние исследования.

Цели. Численная оценка возможного влияния введения и роста углеродного налога на стоимость электроэнергии в разных регионах Европейской части РФ.

Методология. Системный анализ с использованием оригинальной оптимизационной модели, учитывающий неоднозначность используемых исходных данных и взаимозависимости развития региональных систем энергоснабжения.

Результаты. Экспериментальные расчеты подтвердили эффективность используемого методического инструментария для решения поставленной задачи. Определены возможные изменения в структуре ввода электростанций и в стоимости электроэнергии в отдельных федеральных округах при повышении углеродного налога с 10 до 40 долл. США/т CO₂.

Выводы. Можно ожидать, что в рассмотренных условиях в Европейской части страны (включая Урал) на каждый процент увеличения платы за эмиссию CO₂ в такой же степени будут

снижаться выбросы этого парникового газа, а стоимость электроэнергии в среднем будет расти на 0,4–0,5%. При этом региональные различия в структуре электростанций и особенно в стоимости электроэнергии будут уменьшаться.

© Издательский дом ФИНАНСЫ и КРЕДИТ, 2021

Для цитирования: Кононов Ю.Д., Кононов Д.Ю. Возможное влияние введения платы за выбросы парниковых газов на стоимость электроэнергии // *Национальные интересы: приоритеты и безопасность*. – 2021. – Т. 17, № 9. – С. 1612 – 1624.
<https://doi.org/10.24891/ni.17.9.1612>

В 2019 г. Россия ратифицировала Парижское климатическое соглашение, предполагающее добровольные обязательства стран по снижению выбросов парниковых газов (ПГ). В рамках этого соглашения разрабатывается стратегия долгосрочного развития экономики РФ с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. Намеченные в ней ограничения на нетто-выбросы парниковых газов – это удержание их в 2030 г. на уровне, не превышающим 67% от значений 1990 г. [1].

В глобальной антропогенной эмиссии ПГ в настоящее время на долю ТЭК приходится 74%. Второе место занимает сельское хозяйство (13%), а на третьем – промышленные процессы [2].

В структуре ПГ основную долю (около 80%) занимает двуокись углерода (CO₂). Согласно статистике, 40% глобальной эмиссии CO₂ приходится на электроэнергетику, 23% – на транспорт, 22% – на металлургию, цементные заводы, нефтепереработку и некоторые другие отрасли промышленности. В России роль электростанций в выбросах CO₂ еще выше.

Введение платы за выбросы (углеродного налога, штрафов) – основной экономический способ снижения эмиссии CO₂. Однако единых подходов к углеродному ценообразованию в мире нет, хотя такие штрафы начали вводиться в некоторых странах с 1990-х гг. При этом наблюдается большой разброс в ставках: от 2–3 до 130 долл. США за тонну CO₂ (в Швеции). В настоящее время в Европейском союзе при торговле квотами на выбросы в среднем используется цена 25 евро за тонну CO₂ эквивалента. Рассматриваются разные варианты повышения значений платы за выбросы. Так, в США Агентство по охране окружающей среды определяет цену углерода на уровне 42 долл. США/т CO₂ (с повышением ее к 2050 г. до 69 долл.), а Global Compact считает справедливой углеродную цену

* Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0003, пер. № АААА-А21-121012090014-5) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг. и частичной финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-010-00204.

в 100 долл. США¹. В исследовании по влиянию декарбонизации на электроэнергетику Германии и Европы [3] рассматривался следующий рост цен на углерод (в евро на т CO₂): 9 в 2015 г., 20 – в 2020 г., 30 – в 2030 г., 40 – в 2040 г. и 80 – в 2080 г.

В дискуссии по перспективам введения углеводородного налога [4] высказывалось мнение, что в России с учетом относительно низких цен на газ и уголь ставки этого налога должны быть не ниже 50–70 долл. США/т CO₂.

Углеродный налог (цена CO₂) непосредственно влияет на стоимость топлива и электроэнергии, что, в свою очередь, приводит к повышению стоимости товаров и услуг и в конечном итоге – к возможному снижению жизненного уровня населения и темпов экономического роста. Степень этого влияния зависит не только от величины налога, но и от особенностей экономики страны или региона, структуры электроэнергетики и топливной промышленности и других факторов.

Численная оценка возможных последствий углеродной политики требует системного анализа с применением экономико-математических моделей.

Примером такого анализа являются исследования, проведенные еще в 1994 г. в Electric Power Research Institute (EPRI) на системе моделей, включающей динамическую модель экономического роста, оптимизационную модель энергосбережения и статическую модель межотраслевого баланса².

В сравнении с базовым сценарием развития энергетики и экономики США рассматривались три сценария углеродного налога: 50, 100 и 200 долл. США на тонну CO₂. Расчеты показали, что при 100 долл. США/т CO₂ удорожание электроэнергии составило бы: в промышленности на 37%, а в домашних хозяйствах – на 24–27%. Еще в большей степени углеродный налог повлиял бы на стоимость газа и особенно угля. Это привело бы к серьезному росту цен в 2000 г.: во всей экономике на 3,3%, а в промышленности – на 7,4%. Результирующее негативное влияние на экономику США удорожания энергоносителей при введении углеродного налога отражено в *табл. 1*.

Примерно в то же время, что и в США, в России начали появляться публикации с оценками влияния на выбросы CO₂ различных сценариев развития энергетики России [5]. В настоящее время такая оценка стала

¹ Попов А.С. Парижское соглашение год спустя // НГ-Энергия. 14.02.2017.
URL: <http://sib-science.info/ru/heis/soglashenie-god-14022017>

² Economic Impact of Carbon Taxes: Detailed Results. EPRI TP-104430-V2, Project 3441-01. Final Report, November 1994, 320 p.

нормой в прогнозных исследованиях ТЭК, а включение в оптимизационные модели ограничений на эмиссию позволяет определять также и изменение суммарных денежных затрат на обеспечение задаваемой потребности в электроэнергии и тепле.

Долгое время глобальные экологические вызовы не рассматривались в России как значимые факторы при разработке программных документов по развитию экономики и энергетики. Но уже при подготовке Энергетической стратегии России на период до 2030 г. (далее – ЭС–2030) в ИНЭИ РАН были предварительно оценены возможные последствия стабилизации эмиссии парниковых газов [6]. Исследования проводились на оптимизационных моделях ТЭК и экономики [7]. Рассматривались ограничения на эмиссию (от 1 до 25%) от всех источников при инновационном сценарии ЭС–2030. Результаты, опубликованные в [8], в частности, показали, что при увеличении ограничений на эмиссию нелинейно растет процент снижения ВВП на каждый процент увеличения ограничений, а каждое снижение эмиссии на 10 млн т CO₂ приведет к росту цены электроэнергии в среднем на 0,4–0,5 цента/кВт·ч. Следует отметить, что рассматривался сценарий с высокими среднегодовыми темпами роста ВВП (более 5%).

Негативные последствия введения углеродных штрафов (налогов) для экономики страны в значительной степени обусловлены соответствующим повышением цен на топливо и особенно на электроэнергию. В России доля угольных и газовых электростанций в производстве электроэнергии в настоящее время составляет 62%. При этом при сжигании угля выделяется на 1 кВт·ч примерно в два раза больше CO₂, чем на газовых электростанциях.

При различии в структуре электростанций в отдельных энергосистемах и регионах должна быть разной как эмиссия CO₂, так и реакция стоимости электроэнергии на штрафы. Результаты численной оценки этих различий приведены далее. Они получены с помощью расчетов на модели МИСС-ЭЛ [9], сочетающей оптимизацию с известным методом Монте-Карло [10]. Критерий оптимальности в этой модели – минимум дисконтированных затрат на обеспечение заданной потребности в электроэнергии на рассматриваемой территории, а ограничениями являются: потребности в электроэнергии, ее возможный экспорт или импорт, мощность существующих станций и потенциально возможный ввод электростанций разного типа, поставка в регион газа. Рассматриваемые в модели крупные регионы представлены несколькими подрегионами. Это позволяет учесть особенности условий их энерго- и топливоснабжения и межрегиональные энергетические связи. Искомые переменными в модели являются:

мощности новых электростанций, выработка электроэнергии на них, объемы потребления разных видов топлива, цены производителя на каждой станции и средневзвешенная и маржинальная (предельная) стоимость генерации в регионе, а также эмиссия CO_2 .

Важная особенность МИСС-ЭЛ – все основные исходные данные и ограничения задаются не однозначно, а интервально, с возможностью учета различного характера распределения вероятностей внутри этого интервала. Модель (компьютерная программа) позволяет получать (с использованием метода Монте-Карло) сотни сбалансированных и оптимальных при разных варьируемых исходных данных вариантов, отбирать наиболее устойчивый из них и оценивать вероятность попадания в этот основной вариант новых и реконструируемых электростанций разной мощности.

Экспериментальные расчеты проводились для одного из вариантов энергоснабжения пяти федеральных округов Европейской части страны, включая Урал. В качестве ориентира для принимаемых значений исходных данных по спросу на электроэнергию, ограничений на ввод новых электростанций (АЭС, ГЭС, ТЭЦ) принимались значения, близкие к базовому варианту Генеральной схемы размещения объектов энергетики до 2035 г.³ При этом цены на топливо, как и других исходных данных, задавались интервально. Их средние значения в разных регионах составили: 108–125 долл. США/т у.т. (тонна условного топлива) для газа и 60–70 долл. США/т у.т. для угля (первые числа для Уральского, а вторые – для Центрального федерального округа).

Введение даже небольшой платы за эмиссию CO_2 оказывает заметное влияние на снижение доли угольных, а также газовых электростанций (табл. 2) из-за увеличения конкурентоспособности нетопливной генерации. Однако из-за естественных ограничений на развитие крупных ГЭС и предполагаемого недостатка времени на значительное увеличение мощности АЭС структурные изменения в электроэнергетике в ближайшие 10–15 лет могут замедлиться и ослабить влияние углеродного налога на сокращение выбросов CO_2 .

При рассмотрении более отдаленной перспективы это влияние может быть более значительным. Так, по оценке руководителя Центра энергоэффективности – XXI век И.А. Башмакова, введение в России цены на углерод и повышение ее к 2050 г. до 50 долл. США/т CO_2 позволит увеличить долю генерации на солнечных и ветровых станциях (ВИЭ) до

³ Генеральная схема размещения объектов энергетики до 2035 г.: утв. Правительством РФ 22.06.2017. URL: <http://static.government.ru/media/files/zzvuuhfq2f3OJIK8AzKVxXrGibW8ENGp.pdf>

18%, а долю безуглеродных станций (ВИЭ, АЭС, ГЭС) – до 62% (против 36% в 2019 г.) [1].

Существующие и меняющиеся при введении платы за CO₂ различия в структуре электростанций объясняют разную стоимость производства электроэнергии в регионах (табл. 3). Эти различия будут уменьшаться по мере снижения роли в региональных системах энергоснабжения угольных и газовых электростанций. Если при отсутствии налога на выбросы CO₂ разница в стоимости электроэнергии на рассматриваемой территории по расчетам составляет 16%, то при 40%-ном налоге она может уменьшиться до 3%.

С ростом платы на выбросы CO₂ средние значения стоимости энергии в регионах будут приближаться к маржинальной стоимости. Она характеризует затраты на генерацию на новых электростанциях, замыкающих баланс электроэнергии на рассматриваемой территории. Сейчас на оптовом рынке электроэнергии конечную цену электроэнергии формируют топливные электростанции. Во многих регионах такими станциями будут становиться ВИЭ с приведенными дисконтированными затратами на уровне принятых в расчетах 8,5–8,8 цент/кВт·ч.

Следует отметить, что включение углеродного сбора в стоимость генерации значительно увеличивает ее величину. Например, при 40 долл. США/т CO₂ она возрастет на газовых электростанциях в 1,3 раза, а на угольных – в 1,9 раза. В результате новые угольные КЭС и ТЭЦ становятся неконкурентоспособными.

В целом на рассматриваемой территории при цене углерода 40 долл. США/т CO₂ и снижении эмиссии CO₂ на 60% средневзвешенная стоимость электроэнергии может увеличиться на 18% и более (табл. 4).

Согласно расчетам, в Европейской части страны (включая Урал) на каждый процент увеличения цены CO₂ (углеродного налога) примерно в такой же степени будут снижаться выбросы CO₂ от электростанций, а стоимость электроэнергии в среднем будет расти на 0,4–0,5%.

Очевидна условность приведенных численных оценок возможных последствий для электроэнергетики перехода на низкоуглеродный путь развития. Она неизбежна при большой неопределенности прогнозов, особенно в отношении цен на топливо и технико-экономических показателей ВИЭ в будущем. Однако мы надеемся, что полученные нами результаты могут быть полезны при исследованиях проблем энергетической и национальной безопасности, возникающих при переходе к низкоуглеродной энергетике.

Приложение

$W_{er} = \{h_{er}\} \cdot N_{er}$ – выработка электроэнергии (э/э) на новых электростанциях типа e в регионе r ;

$\underline{N}_{er} \leq N_{er} \leq \overline{N}_{er}$ – новые и реконструируемые мощности электростанций;

$\sum W_{er} + (Im_r - Ex_r) = \{D_r\}$ – баланс потребности в э/э в регионе r и его обеспечение;

$\underline{Im}_r \leq Im_r \leq \overline{Im}_r$ – импорт э/э в регион;

$\underline{Ex}_r \leq Ex_r \leq \overline{Ex}_r$ – экспорт э/э из региона r ;

$\sum Im_r - \sum Ex_r = Imp - Exp$ – баланс импорта/экспорта (внутреннего и внешнего);

$Fuel_r = \sum \{b_{er}\} \cdot W_{er}$ – расход газа/угля на выработку э/э в регионе;

$Fuel_r \leq Fuel_r \leq \overline{Fuel}_r$ – ограничения на топливо для электростанций;

$R_{er} = \{c_{er}\} \cdot \{b_{er}\} + \{u_{er}\} + \sigma \cdot \{k_{er}\} / \{h_{er}\}$ – приведенная стоимость э/э;

$Cost_r = \sum (R_{er} \cdot \{h_{er}\} \cdot N_{er}) + \{pIm_r\} \cdot Im_r - \{pEx_r\} \cdot Ex_r$ – затраты на э/э в регионе.

Функционал модели: $\sum Cost_r \rightarrow \min$,

где: $\{D_r\}$ – потребность в э/э региона r , которую не могут удовлетворить действующие станции;

$\{pIm_r\}$ – транспортный тариф на импортируемую э/э в регион;

$\{pEx_r\}$ – тариф на экспортируемую э/э из региона;

$\{h_{er}\}$ – число часов использования установленной мощности;

$\{k_{er}\}$ – удельные капиталовложения;

$\{b_{er}\}$ – удельный расход топлива;

$\{c_{er}\}$ – цена топлива;

$\{u_{er}\}$ – прочие расходы;

σ – коэффициент дисконтирования.

Таблица 1**Расчетное влияние на экономику США налога на углерод (100 долл. США/т CO₂), %****Table 1****The estimated impact of the carbon dioxide tax on the U.S. economy, USD 100 per CO₂ tonne, percent**

Показатель	2000 г.	2010 г.
ВВП	-0,7	-2,3
Потребление товаров и услуг	-0,3	-1,9
Капиталовложения в производственную сферу	-2,5	-4,6
Капиталовложения в непроизводственную сферу	-2,3	-3,2
Экспорт	-0,4	-1,9
Импорт	-1,2	-2,9
Инфляция (дефлятор ВВП)	2,3	3,9

Источник: авторская разработка*Source:* Authoring**Таблица 2****Возможное влияние платы за выбросы CO₂ на структуру новых и реконструируемых электростанций в Европейской части страны (включая Урал), %****Table 2****The possible effect of CO₂ emission charges on the mix of new and rehabilitated power plants in the European part of Russia (with the Urals), percent**

Тип электростанции	Цена углерода, долл. США/ т CO ₂				
	0	10	20	30	40
КЭС и ТЭЦ:					
– газовые	74	75	73	65	53
– угольные	11,5	4	0	0	0
АЭС и ГЭС	8,5	12	14	21	31
ВИЭ	6	9	13	14	16

Примечание. Структура электростанций на уровне 2035 г. при заданных ограничениях на ввод АЭС и крупных ГЭС и при ожидаемых технико-экономических показателях ВИЭ.*Источник:* авторская разработка*Source:* Authoring

Таблица 3

Рост стоимости генерации электроэнергии в отдельных федеральных округах при введении платы за выбросы CO₂, цент/кВт·ч

Table 3

A growth in the cost of power generation in some federal districts as a result of the introduction of the CO₂ emission charge, cent per kW per hour

Федеральный округ	Стоимость	Цена углерода, долл. США/т CO ₂				
		0	10	20	30	40
Центральный	Средняя	7	7,3	7,7	8	8,2
	Маржинальная	7,3	8,5	8,5	8,6	8,8
Северо-Западный	Средняя	7,1	7,5	7,9	8,3	8,7
	Маржинальная	7,3	7,7	8,1	8,8	9
Приволжский	Средняя	7,3	7,9	8,2	8,4	8,5
	Маржинальная	8,3	8,3	8,5	8,5	8,6
Южный	Средняя	7,3	7,7	8,1	8,5	8,8
	Маржинальная	7,4	8	8,7	8,8	9,2
Уральский	Средняя	6,8	7,2	7,7	8,1	8,5
	Маржинальная	7	7,4	7,8	8,3	8,7

Примечание. Приведенные ориентировочные значения стоимости генерации (с учетом тарифов на межрегиональные перетоки электроэнергии) получены для базового варианта при ожидаемых условиях 2030–2035 гг. и при нормальном распределении вероятных значений исходных данных. При интервальной неопределенности стоимость электроэнергии увеличивается в среднем на 4–6%.

Источник: авторская разработка

Source: Authoring

Таблица 4

Влияние цены углерода на выбросы CO₂ и стоимость генерации в Европейской части России, %

Table 4

The impact of the carbon price on CO₂ emissions and the cost of power generation in the European part of the Russia, percent

Показатель	Цена углерода, долл. США/т CO ₂				
	0	10	20	30	40
Выбросы CO ₂	100	89	75	67	55
Средняя стоимость электроэнергии	100	106	111	116	120

Источник: авторская разработка

Source: Authoring

Список литературы

1. *Башмаков И.А.* Низкоуглеродное развитие мира и России: прошлое и будущее // *Нефтегазовая вертикаль*. 2020. № 17. С. 26–35.
2. *Митрова Т.А.* Путь нефтегаза к углеродному net zero // *Эксперт*. 2021. № 16. С. 34–41.
3. *Keles D., Yilmaz H.* Decarbonisation through coal phase-out in Germany and Europe – Impact on Emissions, electricity prices and power production. *Energy Policy*, 2020, vol. 141, pp. 1–15.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111472>
4. *Григорьев А., Веселов Ф., Петров А. и др.* «Антиуглеродная» инициатива: за и против // *Энергия без границ*. 2016. № 4. С. 8–10.
5. *Санеев Б.Г., Лагерева А.В., Ханаева В.Н., Чemezov А.В.* Перспективы развития электроэнергетики России в XXI веке и выбросы парниковых газов // *Энергетическая политика*. 2003. № 1. С. 5–12.
6. *Макаров А.А.* Возможности сдерживания эмиссии парниковых газов в энергетике России // *Академия энергетики*. 2008. № 5. С. 3–18.
7. *Малахов В.А., Дубынина Т.Г.* Модель макроэкономических последствий ограничения эмиссии парниковых газов // *Экономика и математические методы*. 2010. Т. 46. № 2. С. 100–117.
8. *Веселов Ф.В., Макаров А.А., Малахов В.А.* Влияние мер по ограничению эмиссии парниковых газов на развитие экономики и энергетики России // *Известия РАН. Энергетика*. 2010. № 4. С. 66–81.
9. *Кононов Ю.Д., Тыртышный В.Н., Кононов Д.Ю.* Использование стохастического моделирования при выборе вариантов энергоснабжения регионов с учетом инвестиционных рисков // *Информационные и математические технологии в науке и управлении*. 2018. № 2. С. 80–87.
URL: <https://doi.org/10.25729/2413-0133-2018-2-08>
10. *Ермаков С.М.* Метод Монте-Карло и смежные вопросы. М.: Наука, 1975. 472 с.

Информация о конфликте интересов

Мы, авторы данной статьи, со всей ответственностью заявляем о частичном и полном отсутствии фактического или потенциального конфликта интересов с какой бы то ни было третьей стороной, который может возникнуть вследствие публикации данной статьи. Настоящее заявление относится к проведению научной работы, сбору и обработке данных, написанию и подготовке статьи, принятию решения о публикации рукописи.

pISSN 2073-2872
eISSN 2311-875X

Energy Security

THE POSSIBLE IMPACT OF THE INTRODUCTION OF THE GREENHOUSE GAS EMISSIONS CHARGE ON THE ELECTRICITY COST

Yurii D. KONONOV ^{a,*},
Dmitrii Yu. KONONOV ^b

^a Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch
of Russian Academy of Sciences (ESI SB RAS),
Irkutsk, Russian Federation
kononov@isem.irk.ru
ORCID: not available

^b Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch
of Russian Academy of Sciences (ESI SB RAS),
Irkutsk, Russian Federation
dima@isem.irk.ru
ORCID: not available

* Corresponding author

Article history:

Article No. 290/2021
Received 13 May 2021
Received in revised
form 31 May 2021
Accepted 16 June 2021
Available online
15 September 2021

JEL classification:
Q43, Q47

Keywords: carbon tax,
electric power supply
systems, power plant
mix, cost of electricity,
federal districts, CO₂
emissions

Abstract

Subject. The article focuses on the strategy of low carbon development of the economy and power engineering in Russia, which implies the introduction of CO₂ emission charges. The adoption of CO₂ tax can seriously influence the future mix of power plants and spur the cost of electricity. The expected adverse effect is great for the national and energy security. However, to correctly assess the strategic threats, there should be thorough and multidimensional research.

Objectives. We quantify the possible effect of the introduction and growth in the CO₂ tax on the cost of electricity across regions of the European part of Russia.

Methods. We applied the systems analysis and the original optimization model, which accounts for the ambiguity of inputs and the correlation in the development of the regional power supply systems.

Results. Based on our experimental computations, we proved that the methodological toolkit is effective for the above task. We outlined how the structure of power plants launched and the cost of electricity can possibly change in some federal districts if the CO₂ tax increases from USD 10 to 40 per tonne of CO₂.

Conclusions and Relevance. In the above circumstances in the European part of Russia, including the Urals, each percent of an increase in the CO₂ charge will expectedly lower the greenhouse gas emissions correspondingly, while the cost of electricity rises by 0.4–0.5 percent. Moreover, the mix of power plants and the cost of electricity will be getting less and less different across regions.

© Publishing house FINANCE and CREDIT, 2021

Please cite this article as: Kononov Yu.D., Kononov D.Yu. The Possible Impact of the Introduction of the Greenhouse Gas Emissions Charge on the Electricity Cost. *National Interests: Priorities and Security*, 2021, vol. 17, iss. 9, pp. 1612–1624.
<https://doi.org/10.24891/ni.17.9.1612>

Acknowledgments

The study was performed as part of the State job (№ FWEU-2021-0003, registration number № AAAA-A21-121012090014-5) of the 2021–2030 basic research program of the Russian Federation and was supported with the grant of the Russian Foundation for Basic Research (RFBR) (Research Project № 20-010-00204).

References

1. Bashmakov I.A. [The low-carbon development of the world and Russia: its past and future]. *Neftegazovaya vertikal' = Oil and Gas Vertical*, 2020, no. 17, pp. 26–35. (In Russ.)
2. Mitrova T.A. [The path of the oil and gas industry to net-zero carbon]. *Ekspert = Expert*, 2021, no. 16, pp. 34–41. (In Russ.)
3. Keles D., Yilmaz H. Decarbonisation through coal phase-out in Germany and Europe – Impact on Emissions, electricity prices and power production. *Energy Policy*, 2020, vol. 141, pp. 1–15.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111472>
4. Grigor'ev A., Veselov F., Petrov A. et al. [The "anti-carbon" initiative: pros and cons]. *Energiya bez granits = Energy without Borders*, 2016, no. 4, pp. 8–10. (In Russ.)
5. Saneev B.G., Lagerev A.V., Khanaeva V.N., Chemezov A.V. [Prospects for Russia's electric power industry in the 21st century and greenhouse gas emissions]. *Energeticheskaya politika = Energy Policy*, 2003, no. 1, pp. 5–12. (In Russ.)
6. Makarov A.A. [Possibilities for curbing greenhouse gas emissions in Russia's energy industry]. *Akademiya energetiki = Academy of Energy*, 2008, no. 5, pp. 3–18. (In Russ.)
7. Malakhov V.A., Dubynina T.G. [Model of the macroeconomic consequence of greenhouse gases emissions limitations]. *Ekonomika i matematicheskie metody = Economics and Mathematical Methods*, 2010, vol. 46, no. 2, pp. 100–117. (In Russ.)
8. Veselov F.V., Makarov A.A., Malakhov V.A. [Impact of GHG emission limitation measures on the Russian economy and power sector development].

Izvestiya RAN. Energetika = Bulletin of the Russian Academy of Sciences. Power Engineering, 2010, no. 4, pp. 66–81. (In Russ.)

9. Kononov Yu.D., Tyrtysnyi V.N., Kononov D.Yu. [Using stochastic modelling for risk assessment and ranking of regional energy supply options]. *Informatsionnye i matematicheskie tekhnologii v nauke i upravlenii = Information and Mathematical Technologies in Science and Management*, 2018, no. 2, pp. 80–87. (In Russ.)
URL: <https://doi.org/10.25729/2413-0133-2018-2-08>
10. Ermakov S.M. *Metod Monte-Karlo i smezhnye voprosy* [Monte Carlo methods and related problems]. Moscow, Nauka Publ., 1975, 472 p.

Conflict-of-interest notification

We, the authors of this article, bindingly and explicitly declare of the partial and total lack of actual or potential conflict of interest with any other third party whatsoever, which may arise as a result of the publication of this article. This statement relates to the study, data collection and interpretation, writing and preparation of the article, and the decision to submit the manuscript for publication.