

УДК 621.31

Кононов Дмитрий Юрьевич,
к.т.н., доцент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий»,
ФГБОУ ВО «Ангарский государственный технический университет»,
e-mail: stranger72@bk.ru

ЗАВИСИМОСТЬ СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ОТ ОБЪЕМА ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

Kononov D. Yu.

DEPENDENCE OF THE COST OF ELECTRICITY ON THE VOLUME OF GREENHOUSE GAS EMISSIONS

Аннотация. Стратегия низкоуглеродного развития экономики и энергетики России предусматривает введение платы (налога) за выбросы двуокиси углерода электростанциями. Это серьезно повлияет на их перспективную структуру и приведет 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.

Ключевые слова: углеродный налог, системы электроснабжения, структура электростанций, стоимость электроэнергии, федеральные округа, эмиссия CO₂.

Abstract. The strategy of low-carbon development of the economy and energy of Russia provides for the introduction of a fee (tax) for carbon dioxide emissions by power plants. This will seriously affect their prospective structure and lead to an increase in electricity prices. The expected negative consequences for national and energy security are great. But serious and multilateral research is needed to properly assess these strategic threats.

Keywords: carbon tax, power supply systems, structure of power plants, cost of electricity, federal districts, CO₂ emissions.

В 2019 году 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 года. Намеченные в ней ограничения на нетто-выбросы парниковых газов – удержание их в 2030 году на уровне, не превышающим 67% от значений 1990 года [1].

В глобальной антропогенной эмиссии ПГ в настоящее время на долю топливно-энергетического комплекса (ТЭК) приходится 74%. Второе место занимает сельское хозяйство (13%), а на третьем - промышленные процессы и использование продукта [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 90-х годов прошлого столетия. При этом наблюдается большой разброс в ставках: от 2-3 до 130 долларов 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./т CO₂ (с повышением ее к 2050 году до 69), а Global Compact считает справедливой углеродную цену в 100 долларов [3]. В исследовании по влиянию декарбонизации в электроэнергетику Германии и Европы рассматривался следующий рост цен на углерод (в евро на т CO₂): 9 в 2015 году, 20 в 2020 году, 30 в 2030 году, 40 в 2040 году и 80 в 2080 году.

В дискуссии по перспективам введения углеводородного налога высказывалось мне-

ние, что в России с учетом относительно низких цен газа и угля ставки этого налога должны быть не ниже 50-70 долл./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 году в Electric Power Research Institute (EPRI) на системе моделей, включающей: динамическую модель экономического роста, оптимизационную модель энергосбережения и статическую модель межотраслевого баланса.

В сравнении с базовым сценарием развития энергетики и экономики США рассматривались три сценария углеродного налога: 50, 100 и 200 долл. на тонну CO₂. Расчеты показали, что при 100 долл./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 разных сценариев развития энергетики России. В настоящее время такая оценка стала 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.

Таблица 1

Расчетное влияние на экономику США налога на углерод (100 долл./т CO₂), %

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: [6]

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. (ЭС-30) в институте энергетических исследований (ИНЭИ) РАН были предварительно оценены возможные последствия стабилизации эмиссии парниковых газов. Исследования проводились на оптимизационных моделях ТЭК и экономики. Рассматривались ограничения на эмиссию (от 1 до 25%) от всех источников при инновационном

сценарии ЭС-30. Результаты, 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. тонн CO₂ приведет к росту цены электроэнергии в среднем на 0,4-0,5 центы/кВт·ч.

Следует отметить, что рассматривался сценарий с высокими среднегодовыми темпами роста ВВП (более 5%). Энергетическая стратегия РФ до 2035 года, принятая в 2019 г., основывалась на сценариях со среднегодовыми темпами ВВП в диапазоне 2,3-3%.

Примерно для таких же темпов развития экономики и для умеренного роста потребностей в электроэнергии разрабатывалась Генеральная схема ввода мощностей электростанций до 2035 г.¹ Ее базовый вариант возможной структуры новых электростанций в Европейской части страны принят в качестве ориентира в наших оценках возможного влияния на стоимость электроэнергии введения платы на выбросы CO₂.

Негативные последствия для экономики страны введения углеродных штрафов (налогов) 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 ниже. Они получены с помощью расчетов на модели МИСС-ЭЛ, сочетающей оптимизацию с известным методом Монте-Карло. Модель определяет рациональные способы удовлетворения заданной потребности в электроэнергии на рассматриваемой территории по критерию минимума дисконтированных затрат с учетом неоднозначности ожидаемых условий. Основными искомыми переменными в МИСС-ЭЛ являются: мощность новых электростанций, стоимость генерации электроэнергии на каждой станции и в регионе, потребность в топливе, эмиссия CO₂, а также риски для потенциальных инвесторов. Все исходные данные и ограничения задаются интервалами своих вероятных значений.

Экспериментальные расчеты проводились для одного из вариантов энергоснабжения пяти федеральных округов Европейской части страны РФ, включая Урал. При этом прогнозируемая потребность в электроэнергии этих регионов и стоимость угля и газа

принималась для ожидаемых условий 2030-2035 гг.

Введение даже небольшой платы за эмиссию CO₂ 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 электроэнергии в ближайшие 10-15 лет могут замедлиться и ослабить влияние углеродного налога на сокращение выбросов CO₂.

При рассмотрении более отдаленной перспективы это влияние может быть более значительным. Так по оценке руководителя Центра энергоэффективности – XXI век (ЦЭНЭФ-XXI) И.А. Башмакова введение в России цены на углерод и повышение ее к 2050 году до 50 долл./т CO₂ позволит увеличить долю генерации на солнечных и ветровых станциях (ВИЭ) до 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%-ом налоге она может уменьшиться до 3%.

С ростом платы на выбросы CO₂ средние значения стоимости энергии в регионах будут приближаться к маргинальной 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. Напри-

¹ Эта схема принята Правительством РФ в июне 2017 г. и доступна в формате pdf URL:<http://pravo.gov.ru>

мер, при 40 долл./т CO₂ она возрастет на газовых электростанциях в 1,3 раза, а на угольных в 1,9 раза. В результате новые угольные КЭС и ТЭС становятся неконкурентоспособными.

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

Таблица 2
Возможное влияние платы за выбросы CO₂ на структуру новых и реконструируемых электростанций в Европейской части страны, (включая Урал), %

Тип электростанций	Цена углерода, долл./ т CO ₂			
	0	10	20	40
КЭС и ТЭС				
газовые	59	60	60	53
угольные	12	8	2	0
АЭС и ГЭС	19	21	26	32
Возобновляемые источники энергии (ВИЭ)	10	11	12	15

Примечание: структура электростанций на уровне 2035 года при заданных ограничениях на ввод АЭС и крупных ГЭС и ожидаемых технико-экономических показателях ВИЭ.

Таблица 3
Рост стоимости генерации электроэнергии в отдельных федеральных округах при введении платы за выбросы CO₂, цент/кВт·ч

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

Таблица 4
Влияние цены углерода на выбросы CO₂ и стоимость генерации в Европейской части страны, в %

	Цена углерода, долл./т CO ₂				
	0	10	20	30	40
Выбросы CO ₂	100	91	77	70	60
Средняя стоимость электроэнергии	100	105	110	114	118

Согласно расчетам, в Европейской части страны (включая Урал) на каждый процент увеличения цены CO₂ (углеродного на-

лога) примерно в такой же степени будут снижаться выбросы CO₂ от электростанций, а

стоимость электроэнергии в среднем будет расти на 0,45-0,5 процентов.

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 техни-

ко-экономических показателей ВИЭ в будущем. Однако ученые, занимающиеся этими вопросами надеются, что полученные ими результаты могут быть полезны при исследованиях проблем энергетической и национальной безопасности, возникающих при переходе к низкоуглеродной энергетике.

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 угле-

родному net zero // Эксперт. 2021. № 16. С. 34-41.

3. Попов А.С. Парижское соглашение год спустя // НГ-Энергия, 2017. (14.02) С. 12-13. // Energy Policy, 2020. № 141. P. 1-15.

УДК 621.31

*ФГБОУ ВО «Иркутский национальный исследовательский технический университет»,
к.т.н., доцент, профессор кафедры «Электропривод и электрический транспорт»,
ФГБОУ ВО «Иркутский национальный исследовательский технический университет»,
e-mail: imc2000@mail.ru*

*Степанов Владимир Валерьевич,
обучающийся группы КТЭМ-20-01,
e-mail: imc2000@mail.ru*

*Сартаков Валерий Дмитриевич,
e-mail: valery_41@mail.ru*

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОВРЕМЕННЫХ РЕШЕНИЙ И ПРОДУКЦИИ ComAp ДЛЯ МАЛОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ КАТАНГСКОГО РАЙОНА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Stepanov V.V., Sartakov V.D.

PROSPECTS FOR THE USE OF MODERN ComAp SOLUTIONS AND PRODUCTS FOR THE SMALL ELECTRIC POWER INDUSTRY OF THE KATANGA DISTRICT OF THE IRKUTSK REGION

Аннотация. Рассмотрены перспективные возможности использования современных решений и продукции ComAp для электроснабжения населенных пунктов Катангского района Иркутской области.

Ключевые слова: малая электроэнергетика, контроллеры, солнечная энергетика, доступность технологий.

Abstract. The perspective possibilities of using modern ComAp solutions and products for power supply of settlements of the Katanga district of the Irkutsk region are considered.

Keywords: small electric power industry, controllers, solar energy, technology availability.

Села Катангского района Иркутской области находятся на значительном удалении от линий электропередач, поэтому в каждом населенном пункте построены изолированные «островные» энергокомплексы мощностью от 60 до 5000 кВт. Основными потребителями электроэнергии являются физические лица и муниципальные предприятия, причем доля потребления физическими лицами, и

так значительно превышающая потребление предприятий, с каждым годом увеличивается.

Энергокомплексы населенных пунктов в основном состоят из двух дизель-генераторных установок (ДГУ) (основной и резервной), головного разъединителя (автомата), головного прибора учета выработанной электроэнергии, линии электропередач