

# Оценка показателей выбросов парниковых газов для угольных теплоэлектростанций в контексте развития углеродного регулирования в Российской Федерации

DOI: <http://dx.doi.org/10.18796/0041-5790-2023-9-84-89>

## РОСЛЯКОВ П.В.

Доктор техн. наук, профессор,  
профессор Кафедры моделирования  
и проектирования энергетических установок  
ФГБОУВО «Национальный  
исследовательский университет «МЭИ»  
(ФГБОУВО «НИУ «МЭИ»),  
111250, Россия, г. Москва,  
e-mail: RoslyakovPV@mpei.ru

## СКОБЕЛЕВ Д.О.

Доктор экон. наук,  
директор ФГАУ «Научно-исследовательский институт  
«Центр экологической промышленной политики»  
(ФГАУ «НИИ «ЦЭПП»),  
141006, г. Мытищи, Россия,  
e-mail: training@eipc.center

## ДОБРОХОТОВА М.В.

Заместитель директора  
ФГАУ «Научно-исследовательский институт  
«Центр экологической промышленной политики»  
(ФГАУ «НИИ «ЦЭПП»),  
141006, г. Мытищи, Россия,  
e-mail: M.Dobrokhotova@eipc.center

## ГУСЕВА Т.В.

Доктор техн. наук, профессор,  
заместитель директора по научной работе  
ФГАУ «Научно-исследовательский институт  
«Центр экологической промышленной политики»  
(ФГАУ «НИИ «ЦЭПП»),  
141006, г. Мытищи, Россия,  
e-mail: Tatiana.V.Guseva@gmail.com

Тепловая энергетика представляет собой один из основных источников антропогенных выбросов парниковых газов (ПГ) в атмосферный воздух. В 2020 г. в Российской Федерации суммарные выбросы от сжигания топлива в целях производства энергии составили 819 млн т CO<sub>2</sub>-экв. Решения, направленные на снижение выбросов в теплоэнергетике, включают переход от угля к сжиганию природного газа, внедрение парогазовых установок, повышение коэффициента полезного действия при производстве электрической энергии на конденсационных электростанциях (КЭС) за счет внедрения нового оборудования, в том числе с повышенными параметрами пара. Отмечена важность снижения углеродоемкости производства электрической и тепловой энергии с точки зрения сокращения косвенных выбросов парниковых газов для отраслей реального сектора экономики, в первую очередь для металлургии и химической промышленности. Подчеркнуто, что для развития углеродного регулирования необходимо определить приоритетные направления ограничения выбросов и установить отраслевые индикативные показатели. Отмечено, что в России обоснование индикативных показателей осуществляется в результате проведения процедуры отраслевого бенчмаркинга в рамках актуализации информационно-технических справочников (ИТС) по наилучшим доступным технологиям (НДТ). В данной работе для угольных теплоэлектростанций (ТЭС) определены массовые и удельные выбросы CO<sub>2</sub>, которые могут быть использованы при актуализации ИТС 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии», а также при подготовке углеродной отчетности ТЭС. Определены энергетические угли, сжигание которых сопровождается наибольшими выбросами CO<sub>2</sub>. Даны оценки снижения выбросов парниковых газов при внедрении парогазовых установок и паротурбинных установок на сверхкритические параметры пара.

**Ключевые слова:** генерация энергии, угольные теплоэлектростанции, углеродное регулирование, парниковые газы, углекислый газ, массовые и удельные выбросы, индикативные показатели выбросов.

**Для цитирования:** Оценка показателей выбросов парниковых газов для угольных теплоэлектростанций в контексте развития углеродного регулирования в Российской Федерации / П.В. Росляков, Д.О. Скобелев, М.В. Доброхотова и др. // Уголь. 2023. № 9. С. 84-89. DOI: 10.18796/0041-5790-2023-9-84-89.

## ВВЕДЕНИЕ

Климатическая политика Российской Федерации получила значительное развитие в 2020-х гг.: принят Федеральный закон от 02.07.2021 № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов» [1], разработана Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года [2], выпускаются подзаконные акты и научно-методические документы. Согласно Национальному докладу о кадастре антропогенных выбросов [3], основным источником выбросов ПГ является сектор «Энергетика». Суммарные выбросы парниковых газов при сжигании топлива в 2020 г. составили 1,381 млн т  $\text{CO}_2$ -экв или 86,4% по сектору «Энергетика», включающему выбросы от сжигания топлива, его утечек и испарения, а также транспорта и хранения  $\text{CO}_2$ , обусловленные добычей, первичной переработкой, транспортировкой и использованием природного топлива (нефть, природный и нефтяной (попутный) газы, уголь, торф и др.) и продуктов его переработки [3]. Спектр исследований, направленных на декарбонизацию этого сектора, достаточно широк как в России, так и за рубежом [4, 5, 6, 7].

Производство электрической и тепловой энергии путем сжигания топлива отнесено в Российской Федерации к областям применения наилучших доступных технологий (НДТ) [8]. В 2017 г. был впервые разработан отраслевой информационный технический справочник (ИТС) по НДТ – ИТС 38-2017 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» [9]; в 2022 г. ИТС 38 был актуализирован [10]; в июне 2023 г. утверждены технологические показатели выбросов загрязняющих веществ, установленные в ИТС 38-2022. С 2022 г. в российские ИТС НДТ включаются индикативные показатели удельных выбросов парниковых газов [11]; в ИТС 38 такие показатели должны быть установлены при его следующей актуализации в 2024 г.

Данное исследование посвящено сравнительному анализу выбросов парниковых газов, сопровождающих получение энергии при сжигании угля, и представляет собой работу по подготовке к проведению отраслевого бенчмаркинга и установлению индикативных показателей выбросов в ИТС 38.

## РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ И ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Понятие «индикативные показатели» было предложено российскими исследователями в 2021 г., индикативные (ориентировочные) показатели устанавливаются в целях стимулирования снижения углеродоемкости производства [12]; они рассчитываются как удельные величины (для энергетики – в т  $\text{CO}_2$ -экв./МВт·ч электроэнергии и т  $\text{CO}_2$ -экв./ГДж тепловой энергии). Подходы к установлению бенчмарков – удельных показателей углеродоемко-

сти для разных отраслей промышленности – в течение последнего десятилетия получили распространение во многих странах мира и регионах [13, 14, 15].

Основной парниковый газ, образующийся при сжигании разных видов органического топлива на тепловых электростанциях (ТЭС) и в котельных – это диоксид углерода  $\text{CO}_2$  (или углекислый газ), на долю которого приходится 99,9% всех выбросов ПГ [3]. Поэтому далее в тексте статьи выбросы парниковых газов указаны в единицах т  $\text{CO}_2$  (в единицу времени, на единицу произведенной энергии, т топлива и пр.). В 2020 г. на 144 российских ТЭС выбросы  $\text{CO}_2$  превысили 1 млн т; при этом суммарные годовые выбросы  $\text{CO}_2$  от сжигания угля составили 159 млн т [9, 10].

Наиболее реальные на данный момент подходы к снижению выбросов  $\text{CO}_2$  – это переход с угля на сжигание природного газа, увеличение доли когенерации тепловой и электрической энергии на ТЭС, внедрение парогазовых установок, повышение коэффициента полезного действия при производстве электрической энергии на конденсационных электростанциях за счет модернизации действующего и внедрения нового оборудования, в том числе с повышенными (супер- и ультракритическими) параметрами пара, вывод из эксплуатации и демонтаж устаревшего неэффективного оборудования [16, 17].

Так, благодаря переводу части котлов на сжигание природного газа, а также увеличению количества новых газотурбинных (ГТУ) и парогазовых (ПГУ) энергетических установок на российских ТЭС, доля которых в общем объеме установленных мощностей теплоэлектростанций составляет более 20% [9, 10], а также относительно высокой доле гидро- и атомных электростанций углеродоемкость электроэнергии в России в 2001-2021 гг. снизилась до 0,360 т  $\text{CO}_2$ /МВт·ч (для сравнения: углеродоемкость электроэнергии в Китае составляет 0,544 т  $\text{CO}_2$ /МВт·ч, а в США – 0,379 т  $\text{CO}_2$ /МВт·ч) [18]. Углеродоемкость электроэнергии сказывается и на углеродном следе продукции энергоемких отраслей промышленности: прямые выбросы парниковых газов в энергетике определяют их косвенные выбросы в металлургии, химической промышленности, производстве строительных материалов и др. отраслях (см., например, [19]).

По запасам угля (более 400 млрд т) Россия занимает второе место после США. При современном уровне добычи этих запасов, по оценкам Министерства энергетики Российской Федерации, хватит приблизительно на 350 лет [20]. В настоящее время доля угля в топливном балансе российских ТЭС составляет 21,4% [9, 10]; согласно прогнозам, до 2040 г. уголь будет одним из базовых элементов энергетического баланса страны [16, 20].

В Сибирском и Дальневосточном федеральных округах доля углей в топливном балансе ТЭС составляет соответственно около 80% и более 40% [21]. Для функционирующих угольных ТЭС важно в ближайшее время определить угли с минимальным удельным выбросом  $\text{CO}_2$ , с тем чтобы их можно было использовать для снижения выбросов парниковых газов на действующем, но не подлежащем в силу своего возраста модернизации оборудовании. Доля такого оборудования, введенного в России в эксплуатацию до 2001 г., составляет около 80% [10].

В порядке обоснования вероятных интервалов значений индикативных показателей выбросов парниковых газов в данной работе определен перечень основных типов углей, используемых в теплоэнергетике; в него вошли 18 антрацитов, бурых и каменных углей (табл. 1). Для них рассчитаны удельные выбросы  $\text{CO}_2$  на тонну сжигаемого натурального топлива (т н.т.) и в пересчете на условное топливо с теплотой сгорания  $Q_i^r = 29,3$  МДж/кг (т у.т.), потоки выбросов (т  $\text{CO}_2$ /ч) для разных типов энергетических установок в зависимости от их входной тепловой мощности (в диапазоне 50–3000 МВт), удельные выбросы  $\text{CO}_2$  при производстве электрической (т  $\text{CO}_2$ /МВт·ч) и тепловой (т  $\text{CO}_2$ /ГДж) энергии. Входная тепловая мощность (МВт) топливосжигающей энергетической установки в соответствии с [9, 10] определялась как произведение низшей теплоты сгорания топлива на рабочую массу  $Q_i^r$  (МДж/кг твердого топлива) при работе с номинальной нагрузкой.

Расчет выбросов парниковых газов проводили по балансовым уравнениям в зависимости от состава топлива согласно [22]. Массовые выбросы  $\text{CO}_2$  для энергетических установок с разной входной тепловой мощностью определяли по количеству сжигаемого условного топлива; удельные выбросы  $\text{CO}_2$  рассчитывали с учетом соответствующих электрических и тепловых КПД для разных типов энергетического оборудования.

Результаты расчетов удельных выбросов  $\text{CO}_2$  приведены в табл. 1.

Удельные выбросы  $\text{CO}_2$  на тонну натурального топлива возрастают пропорционально увеличению содержания углерода в рабочей массе топлива  $C^r$  и теплоты его сгорания  $Q_i^r$ . Для российских углей они изменяются в достаточно широких диапазонах 0,882–1,639 т  $\text{CO}_2$ /т н.т. для бурых углей и 1,639–2,255 т  $\text{CO}_2$ /т н.т. – для каменных углей.

Удельные выбросы  $\text{CO}_2$  на тонну условного топлива (т у.т.) в отличие от удельных выбросов на тонну натурального топлива практически не зависят ни от содержания углерода

в рабочей массе топлива  $C^r$ , ни от теплоты его сгорания  $Q_i^r$ . Полученные диапазоны их значений заметно различаются для бурых и каменных углей и составляют 2,755–2,904 т  $\text{CO}_2$ /т у.т. для каменных углей и 2,871–3,308 т  $\text{CO}_2$ /т у.т. для бурых углей. Это объясняется тем, что для получения одинакового количества тепловой энергии приходится сжигать большее количество менее калорийного топлива (такого, как бурые угли), чем более калорийного (каменные угли). Наибольшим образованием  $\text{CO}_2$  характеризуются бикинский и ерковецкий, а также назаровский и харанорский угли (3,150–3,308 т  $\text{CO}_2$ /т у.т. Среди каменных углей наибольшие удельные выбросы углекислого газа наблюдаются при сжигании нерюнгинских углей (2,867–2,904 т  $\text{CO}_2$ /т у.т.), а также донецкого АШ (3,115 т  $\text{CO}_2$ /т у.т.).

Удельные выбросы  $\text{CO}_2$  в пересчете на условное топливо следует принимать во внимание при выборе альтернативных углей в случае замены топлива на ТЭС. Предпочтение следует отдать более калорийным каменным углям, что, однако, не всегда возможно в силу конкретных технических (в части подготовки топлива или условий его сжигания) или экономических ограничений.

Подчеркнем, что в целях снижения углеродоемкости энергетики серьезное внимание необходимо уделять качеству используемых углей. Низкосортные, низкокалорийные и плохообогащаемые угли, сжигание которых сопровождается повышенными удельными выбросами  $\text{CO}_2$ , должны постепенно вытесняться из топливного баланса ТЭС. Это потребует изменения стратегий угольных компаний. Отметим, что в 2008–2022 гг. в России масштабы обогащения энергетического угля увеличились более чем в два раза: в строй введены 17 новых обогатительных фабрик и установок, 10 из них – для переработки энергетического угля [20].

В контексте установления отраслевых индикативных выбросов парниковых газов удельные выбросы  $\text{CO}_2$  следует пересчитать на единицу произведенной электрической энергии (т  $\text{CO}_2$ /МВт·ч). При одинаковых значениях КПД

Таблица 1

**Характеристики российских энергетических углей и расчетные удельные выбросы  $\text{CO}_2$**

Топливо	Содержание в рабочей массе		Низшая теплота сгорания $Q_i^r$ , МДж/кг	Удельные выбросы $\text{CO}_2$	
	Углерода $C^r$ , %	Водорода $H^r$ , %		т $\text{CO}_2$ /т н.т.	т $\text{CO}_2$ /т у.т.
Бикинский 1Б	23,8	1,9	7,83	0,882	3,307
Павловское 1Б	25,7	2,3	9,13	0,953	3,063
Артемовский 3Б	29,4	2,5	11,14	1,090	2,871
Харанорский 1Б	33,5	2,2	11,39	1,242	3,200
Ерковецкий 2Б	35,0	2,0	11,51	1,298	3,308
Назаровский 2Б	37,2	2,5	12,85	1,380	3,150
Шоптыкольское 3Б	41,6	3,0	15,62	1,543	2,897
Березовский 2Б	44,2	3,1	15,66	1,639	3,071
Ирша-Бородинский 2Б	42,6	3,0	15,28	1,580	3,033
Интинский Д	44,2	2,9	16,87	1,639	2,850
Экибастузский СС	44,8	3,0	17,38	1,662	2,804
Воркутинский Ж	52,6	3,3	20,77	1,951	2,755
Кузнецкий Д	56,4	4,0	21,90	2,092	2,802
Нерюнгринский К	57,6	3,1	21,86	2,136	2,867
Нерюнгринский ЗСС	60,0	3,0	22,48	2,226	2,904
Кузнецкий Г	60,1	4,2	23,57	2,229	2,774
Кузнецкий 1СС	60,8	3,6	23,40	2,255	2,827
Донецкий АШ	52,2	1,0	18,23	1,936	3,115

энергетической установки этот показатель не зависит от мощности установки и полностью определяется видом и характеристиками сжигаемого топлива.

Увеличение КПД КЭС при сжигании одного и того же топлива позволяет несколько снизить массовые (т/ч) и удельные (т/МВт·ч) выбросы CO<sub>2</sub>. Снижение последних, согласно расчетным оценкам, может варьироваться в диапазоне 2,3-2,6% на 1% повышения электрического КПД независимо от вида топлива. Следовательно, переход пылеугольных КЭС со сверхкритических параметров пара (СКД: 25 МПа/545°C) на суперкритические параметры (СКП: 30 МПа/600°C) позволит увеличить электрический КПД с 36 до 44% [16], т.е. почти на 8%. Таким образом при переходе на СКП удельные выбросы CO<sub>2</sub> (т/МВт·ч) при сжигании углей могут быть снижены на 18-20%.

Надежно оценить удельные выбросы CO<sub>2</sub> при производстве тепловой энергии (т CO<sub>2</sub>/ГДж) можно только для отопительных и производственно-отопительных котельных и районных тепловых станций (РТС), производящих тепловую энергию в виде пара и горячей воды. Область применения ИТС 38-2022 распространяется на котлы с входной тепловой мощностью от 50 МВт [9, 10]. Поэтому в данной работе рассмотрены отечественные котлы с входной тепловой мощностью 50-210 МВт. В расчетах тепловые КПД угольных котлов в соответствии с их паспортными данными приняты равными 88% [23]. Удельные выбросы ПГ (т CO<sub>2</sub>/ГДж) для одного и того же топлива в случае его сжигания в котлах разной мощности с одинаковым КПД не зависят от тепловой мощности котла; величину

массовых выбросов напрямую определяет тепловая мощность котла.

Результаты расчетов приведены в *табл. 2*.

Расчетные удельные выбросы CO<sub>2</sub> на единицу произведенной тепловой энергии при сжигании различных углей варьируют в интервале 0,108-0,128 т CO<sub>2</sub>/ГДж. Наибольшие удельные выбросы характерны для сжигания бурых углей. При сжигании каменных углей удельные выбросы CO<sub>2</sub> изменяются в более узком интервале (0,107-0,113 т CO<sub>2</sub>/ГДж). Из них наименьшие удельные выбросы соответствуют воркутинскому углю, а наибольшие – нерюнгинскому ЗСС. По этому показателю антрациты находятся ближе к бурым углям (0,121 т CO<sub>2</sub>/ГДж).

Сравнение расчетных данных показывает, что массовые (т/ч) и удельные (в т CO<sub>2</sub>/МВт·ч и т CO<sub>2</sub>/ГДж) выбросы CO<sub>2</sub> при одинаковой мощности установок существенно меньше у отопительных котлов по сравнению с котлами конденсационных установок из-за значительной разницы в их КПД. Это еще раз подтверждает, что использование топлива для когенерации на ТЭЦ в силу более высокой эффективности использования теплоты является одним из доступных и эффективных практических мероприятий, позволяющих снизить выбросы парниковых газов.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В связи с принятием Стратегии низкоуглеродного развития России в ближайшее время необходимо обеспечить разработку и реализацию эффективных мер по снижению выбросов парниковых газов; задачи в этой области, безусловно, встанут перед теплоэнергетикой.

Таблица 2

**Выбросы CO<sub>2</sub> при производстве тепловой энергии в пылеугольных котлах**

Тип котла	КВ-ТК-50	КВ-ТК-100	КВ-ТК-50/100
Номинальная тепловая мощность, МВт	58,15	116,3	58,15–116,3
Расход условного топлива, т у.т./ч	8,119	16,238	–
Тепловой КПД	88 %		
Количество произведенной тепловой энергии, ГДж в год	1833818	3667637	–
Выбросы CO <sub>2</sub> при сжигании топлива	Массовый выброс (поток), т CO <sub>2</sub> /ч		Удельный выброс, т CO <sub>2</sub> /ГДж
Бикинский 1Б	26,850	53,700	0,128
Павловское 1Б	24,869	49,738	0,119
Артемовский 3Б	23,310	46,620	0,111
Харанорский 1Б	25,981	51,962	0,124
Ерковецкий 2Б	26,858	53,716	0,128
Назаровский 2Б	25,575	51,150	0,122
Шоптыкольское 3Б	23,521	47,042	0,112
Березовский 2Б	24,933	49,866	0,119
Ирша-Бородинский 2Б	24,625	49,250	0,118
Интинский Д	23,139	46,278	0,111
Экибастузский СС	22,766	45,532	0,109
Воркутинский Ж	22,368	44,736	0,107
Кузнецкий Д	22,750	45,500	0,109
Нерюнгринский К	23,277	46,554	0,111
Нерюнгринский ЗСС	23,578	47,156	0,113
Кузнецкий Г	22,522	45,044	0,107
Кузнецкий 1СС	22,952	45,904	0,110
Донецкий АШ	25,290	50,580	0,121

Для угольных ТЭС практические пути сокращения выбросов включают повышение коэффициента полезного действия за счет модернизации действующего и внедрения нового оборудования, в том числе с повышенными параметрами пара, вывод из эксплуатации и демонтаж устаревшего неэффективного оборудования, а также выбор более калорийного топлива.

Переход пылеугольных КЭС со сверхкритических параметров пара (СКД: 25 МПа/545°C) на суперкритические параметры (СКП: 30 МПа /600°C) позволит за счет более высокого КПД снизить удельные выбросы парниковых газов (т CO<sub>2</sub>/МВт·ч) на 18–20 %. Качеству используемых углей следует уделить значительное внимание: низкосортные и низкокалорийные угли, сжигание которых сопровождается повышенными удельными выбросами CO<sub>2</sub>, должны постепенно вытесняться из топливного баланса ТЭС.

Результаты проведенных расчетов массовых и удельных выбросов CO<sub>2</sub> для разных типов угля и различных энергетических установок могут быть использованы при проведении отраслевого

бенчмаркинга и установлении индикативных показателей выбросов парниковых газов при актуализации ИТС 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии». Ожидается, что эти показатели получат применение для принятия решений о стимулировании снижения углеродоемкости производства энергии на российских ТЭС.

### Список литературы

1. Об ограничении выбросов парниковых газов: Федеральный закон от 02.07.2021 № 296-ФЗ. [Электронный ресурс]. URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_388992/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_388992/) (дата обращения: 15.08.2023).
2. Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 29.10.2021 № 3052-р. [Электронный ресурс]. URL: [www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_399657/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_399657/) (дата обращения: 15.08.2023).
3. Национальный кадастр антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.igce.ru/performance/publishing/reports/> (дата обращения: 15.08.2023).
4. Петров И.В., Уткин И.И., Джайянт В.Б. Предложения по декарбонизации угольной промышленности и устойчивому развитию обособленных регионов на основе подземной газификации углей // Уголь. 2022. № 9. С. 41-47. DOI: 10.18796/0041-5790-2022-9-41-47.
5. Fedash A.V., Vartanov A.Z., Petrov I.V. Problems of Innovative Development of the Fuel and Energy Industry in Russia // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2018. Vol. 206. P. 012015. DOI: 10.1088/1755-1315/206/1/012015.
6. Yin Hai Fang, Haiyan Xu. Research on Decarbonization Pathway of China's Coal-Fired Power Industry from the Perspective of Conflict Mediation // Frontiers of Environmental Science. 2022. Vol. 10. DOI: 10.3389/fenvs.2022.930322.
7. Aliabadi D.E. Decarbonizing Existing Coal-Fired Power Stations Considering Endogenous Technology Learning: A Turkish Case Study // Journal of Cleaner Production. 2020. Vol. 261. DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.121100.
8. Об утверждении перечня областей применения наилучших доступных технологий: Распоряжение Правительства Российской Федерации от 24.12.2014 № 2674-р. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/420242884#6540IN> (дата обращения: 15.08.2023).
9. Росляков П.В., Кондратьева О.Е., Боровкова А.М. Нормативно-правовое и методическое обеспечение перехода на наилучшие доступные технологии в теплоэнергетике // Теплоэнергетика. 2018. № 5. С. 85-92. DOI: 10.1134/S0040363618050107.
10. ИТС 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии».
11. Доброхотова М.В. Особенности перехода российской угольной промышленности к наилучшим доступным технологиям // Уголь. 2022. № 9. С. 34-40. DOI: 10.18796/0041-5790-2022-9-34-40.
12. Системы бенчмаркинга по удельным выбросам парниковых газов в черной металлургии / И.А. Башмаков, Д.О. Скобелев, К.Б. Борисов и др. // Черная металлургия. Бюллетень научно-технической и экономической информации. 2021. Т. 77. № 9. С. 1071-1086. DOI: 10.32339/0135-5910-2021-9-1071-1086.
13. Prospective Sectoral GHG Benchmarks Based on Corporate Climate Mitigation Targets / A.-F. Bolay, A. Bjørn, O. Weber et al. // Journal of Cleaner Production. 2022. Vol. 376. DOI: 10.1016/j.jclepro.2022.134220.
14. Lopin Kuo, Bao-Guang Chang. Ambitious Corporate Climate Action: Impacts of Science-Based Target and Internal Carbon Pricing on Carbon Management Reputation – Evidence from Japan // Sustainable Production and Consumption. 2021. Vol. 27. P. 1830-1840. DOI: 10.1016/j.spc.2021.04.025.
15. Assessment on the Energy Flow and Carbon Emissions of Integrated Steelmaking Plants / Huachun He, Hongjun Guan, Xiang Zhu et al. // Energy Reports. 2017. Vol. 3. P. 29-36. DOI: 10.1016/j.egyr.2017.01.001.
16. Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года. М.: Минэнерго России, 2016. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/456026524?ysclid=ler5yixiho947857367> (дата обращения: 15.08.2023).
17. Improve Technical Efficiency of China's Coal-Fired Power Enterprises: Taking a Coal-Fired-Withdrawal Context / Gao Li, Li Ruonan, Mei Yingdan et al. // Energy. 2022. Vol. 252. P. 123979. DOI: 10.1016/j.energy.2022.123979.
18. Global Change Data Lab. URL: <https://ourworldindata.org/organization> (дата обращения: 15.08.2023).
19. Suer J., Ahrenhold F., Traverso M. Carbon Footprint and Energy Transformation Analysis of Steel Produced via a Direct Reduction Plant with an Integrated Electric Melting Unit // Journal of Sustainable Metallurgy. 2022. Vol. 8. P. 1532-1545. DOI: 10.1007/s40831-022-00585-x.
20. Доклад о ходе реализации в 2021 году мероприятий Программы развития угольной промышленности России на период до 2035 года от 01.06.2022 № СМ-7541/12. [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/433> (дата обращения: 15.08.2023).
21. Информационно-аналитический доклад «О состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации в 2020 году». М.: Российское энергетическое агентство, 2021.
22. Кузнецов Н.В., Дубовский И.Е., Митор В.В. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. Минск: Эколит, 2020.
23. Роддатис К.Ф., Полтарецкий А.Н. Справочник по котельным установкам малой производительности. М.: Энергоатомиздат, 1989.

### Original Paper

UDC 621.182.001.33 (072):662.6 © P.V. Roslyakov, D.O. Skobelev, M.V. Dobrokhotova, T.V. Guseva, 2023  
ISSN 0041-5790 (Print) • ISSN 2412-8333 (Online) • Ugol' – Russian Coal Journal, 2023, № 9, pp. 84-89  
DOI: <http://dx.doi.org/10.18796/0041-5790-2023-9-84-89>

### Title

**ASSESSING GREENHOUSE GAS EMISSIONS FOR COAL-FIRED POWER PLANTS IN THE CONTEXT OF CARBON REGULATION DEVELOPMENT IN THE RUSSIAN FEDERATION**

**Authors**

Roslyakov P.V.<sup>1</sup>, Skobelev D.O.<sup>2</sup>, Dobrokhotova M.V.<sup>2</sup>, Guseva T.V.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> National Research University "Moscow Power Engineering Institute" (MPEI), Moscow, 111250, Russian Federation

<sup>2</sup> Federal State Autonomous Institution "Research Institute "Environmental Industrial Policy Center" (EIPC), 141006, Mytishchi, Russian Federation

**Authors Information**

**Roslyakov P.V.**, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Professor of the Department for Modelling and Project Design of Energy Generation Units, e-mail: RoslyakovPV@mpei.ru

**Skobelev D.O.**, Doctor of Economic Sciences, Director, e-mail: training@eipc.center

**Dobrokhotova M.V.**, Deputy Director, e-mail: M.Dobrokhotova@eipc.center

**Guseva T.V.**, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Deputy Director (Research), e-mail: Tatiana.V.Guseva@gmail.com

**Abstract**

Heat and power industry is one of the key contributors to anthropogenic greenhouse gas emissions. Total emissions from fuel combustion for energy generation in the Russian Federation amounted to 819 million tons of CO<sub>2</sub>-eq in 2020. Emission reducing solutions applied by the heat and power sector include the transition from coal to natural gas as main fuel for combustion, the introduction of combined cycle plants, increasing the efficiency factor for electricity generated at condensing power plants (CPPs) by installing new equipment with increased steam parameters. It is emphasized that to reduce indirect greenhouse gas emissions in the real sector of economy, first – in metallurgy and chemical industry, it is important to decrease direct emissions in electric and thermal energy generation sector. It is pointed out that carbon regulation development requires the identification of priority areas for limiting emissions and setting sectoral indicative parameters. It should be noted that Russian approach to the substantiation of indicative parameters has the form of the industry benchmarking procedure performed during the process of updating Reference Documents (BREF) on Best Available Techniques (BAT). The paper determines mass and specific CO<sub>2</sub> emissions for coal-fired thermal power plants (TPPs). Obtained data can be used for reviewing BREF 38-2022 "Fossil Fuel Combustion for Production of Energy by Large Plants", as well as for thermal power plant carbon reporting. The authors identified thermal coal types with the highest CO<sub>2</sub> emissions and assessed the potential for reducing greenhouse gas emissions after introduction of combined-cycle plants and steam turbine plants for supercritical steam parameters.

**Keywords**

Energy generation, Coal-fired thermal power plants, Carbon regulation, Greenhouse gases, Carbon dioxide, Mass and specific air emissions, Indicative air emission parameters.

**References**

1. Federal Law No 296-FZ of 02.07.2021 "On Limiting Greenhouse Gas Emissions". [Electronic resource]. Available at: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_388992/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_388992/) (accessed 15.08.2023). (In Russ.).
2. Executive Order of the Government of the Russian Federation No 3052-r of 29.10.2021 "On Approval of the Strategy of Socio-Economic Development of the Russian Federation with Low Greenhouse Gas Emissions until 2050". [Electronic resource]. Available at: [www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_399657/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_399657/) (accessed 15.08.2023). (In Russ.).
3. The National Report of the Russian Federation on the Inventory of the Anthropogenic Emissions and Sinks of Greenhouse Gases Not Controlled by the Montreal Protocol. [Electronic resource]. Available at: <http://www.igce.ru/performance/publishing/reports/> (accessed 15.08.2023). (In Russ.).
4. Petrov I.V., Utkin I.I. & Jayant V.B. Proposals for Decarbonization of the Coal Industry and Sustainable Development of Isolated Regions Based on Underground Coal Gasification. *Ugol'*, 2022, (9), pp. 41–47. (In Russ.). DOI: 10.18796/0041-5790-2022-9-41-47.
5. Fedash A.V., Vartanov A.Z. & Petrov I.V. Problems of Innovative Development of the Fuel and Energy Industry in Russia. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2018, (206), 012015. DOI: 10.1088/1755-1315/206/1/012015.

6. Yin Hai Fang & Haiyan Xu. Research on Decarbonization Pathway of China's Coal-Fired Power Industry from the Perspective of Conflict Mediation. *Frontiers of Environmental Science*, 2022, (10). DOI: 10.3389/fenvs.2022.930322.
7. Aliabadi D.E. Decarbonizing Existing Coal-Fired Power Stations Considering Endogenous Technology Learning: A Turkish Case Study. *Journal of Cleaner Production*, 2020, (261). DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.121100.
8. Executive Order of the Government of the Russian Federation No 2674-r of 24.12.2014 "On Approval of the List of Areas of Application of the Best Available Techniques". [Electronic resource]. Available at: <https://docs.cntd.ru/document/420242884#6540IN> (accessed 15.08.2023). (In Russ.).
9. Roslyakov P.V., Kondrat'eva O.E. & Borovkova A.M. Regulatory and Methodical Support of the Transition to the BATs in Heat Power Engineering. *Thermal Engineering*, 2018, (65), pp. 317–323. (In Russ.) DOI: 10.1134/S0040601518050105.
10. BREF 38-2022 "Fuel Combustion at Large Installations for Energy Production". (In Russ.).
11. Dobrokhotova M.V. Specific Features of the Russian Coal Industry's Transition to the Best Available Techniques. *Ugol'*, 2022, (9), pp. 34–40. (In Russ.). DOI: 10.18796/0041-5790-2022-9-34-40.
12. Bashmakov I.A., Skobelev D.O., Borisov K.B. & Guseva T.V. Benchmarking Systems for Greenhouse Gases Specific Emissions in Steel Industry. *Ferrous Metallurgy. Bulletin of Scientific, Technical and Economic Information*, 2021, Vol. 77, (9), pp. 1071–1086. (In Russ.). DOI: 10.32339/0135-5910-2021-9-1071-1086.
13. Bolay A.-F., Bjørn A., Weber O. & Margni M. Prospective Sectoral GHG Benchmarks Based on Corporate Climate Mitigation Targets. *Journal of Cleaner Production*, 2022, (376). DOI: 10.1016/j.jclepro.2022.134220.
14. Lopin Kuo, Bao-Guang Chang. Ambitious Corporate Climate Action: Impacts of Science-Based Target and Internal Carbon Pricing on Carbon Management Reputation – Evidence from Japan. *Sustainable Production and Consumption*, 2021, (27), pp. 1830–1840. DOI: 10.1016/j.spc.2021.04.025.
15. Huachun He, Hongjun Guan, Xiang Zhu & Haiyu Lee. Assessment on the Energy Flow and Carbon Emissions of Integrated Steelmaking Plants. *Energy Reports*, 2017, (3), pp. 29–36. DOI: 10.1016/j.egy.2017.01.001.
16. Forecast of Scientific and Technological Development of Branches of the Fuel and Energy Complex of Russia for the Period up to 2035. Moscow, Ministry of Energy of Russian Federation, 2016. [Electronic resource]. Available at: <https://docs.cntd.ru/document/456026524?ysclid=ler5yixiho947857367> (accessed 15.08.2023). (In Russ.).
17. Gao Li, Li Ruonan, Mei Yingdan & Zhao Xiaoli. Improve Technical Efficiency of China's Coal-Fired Power Enterprises: Taking a Coal-Fired-Withdrawal Context. *Energy*, 2022, (252), 123979. DOI: 10.1016/j.energy.2022.123979.
18. Global Change Data Lab. [Electronic resource]. Available at: <https://our-worldindata.org/organization> (accessed 15.08.2023).
19. Suer J., Ahrenhold F. & Traverso M. Carbon Footprint and Energy Transformation Analysis of Steel Produced via a Direct Reduction Plant with an Integrated Electric Melting Unit. *Journal of Sustainable Metallurgy*, 2022, (8), pp. 1532–1545. DOI: 10.1007/s40831-022-00585-x.
20. Report on the Implementation in 2021 of the Activities of the Russian Coal Industry Development Program for the Period up to 2035 No CM-7541/12 of 01.06.2022. [Electronic resource]. Available at: <https://minenergo.gov.ru/node/433> (accessed 15.08.2023). (In Russ.).
21. Information and Analytical Report "On the State of Heat Power and District Heating in Russian Federation in 2020". Moscow, Russian energy agency Publ., 2021. (In Russ.).
22. Kuznetsov N.V., Dubovskiy I.E. & Mitor V.V. Thermal calculation of boiler units. The normative method. Minsk, Ecolit Publ., 2020. (In Russ.).
23. Roddatis K.F. & Poltaretskiy A.N. Handbook of low-capacity boiler plants. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1989. (In Russ.).

**For citation**

Roslyakov P.V., Skobelev D.O., Dobrokhotova M.V. & Guseva T.V. Assessing greenhouse gas emissions for coal-fired power plants in the context of carbon regulation development in the Russian Federation. *Ugol'*, 2023, (9), pp. 84–89. (In Russ.). DOI: 10.18796/0041-5790-2023-9-84-89.

**Paper info**

Received August 4, 2023

Reviewed August 14, 2023

Accepted August 25, 2023