

## ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ДЕКАРБОНИЗАЦИИ РОССИЙСКОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ НА БАЗЕ ВНЕДРЕНИЯ НДТ

© 2024 г. П. В. Росляков<sup>а</sup>, \*, А. В. Сергеева<sup>а</sup>, Т. В. Гусева<sup>б</sup>, В. В. Рудомазин<sup>б</sup>

<sup>а</sup>Национальный исследовательский университет “Московский энергетический институт”,  
Красноказарменная ул., д. 14, Москва, 111250 Россия

<sup>б</sup>Научно-исследовательский институт “Центр экологической промышленной политики”,  
Олимпийский просп., д. 42, г. Мытищи, Московская обл., 141006 Россия

\*e-mail: RoslyakovPV@mpei.ru

Поступила в редакцию 09.04.2024 г.

После доработки 07.05.2024 г.

Принята к публикации 30.05.2024 г.

Тепловая энергетика является одним из главных источников антропогенных эмиссий парниковых газов. Для выполнения обязательств России по снижению выбросов парниковых газов в рамках Парижского соглашения по климату планируется в энергетике сфокусировать внимание на разработке и внедрении более чистых технологий использования энергетических топлив, водорода и водородсодержащих смесей, выводе из эксплуатации устаревшего оборудования и ускоренном вводе новых эффективных энергетических установок. В рамках исследования проведена оценка реальных возможностей декарбонизации российской теплоэнергетики путем реализации первоочередных мероприятий, предусмотренных в Стратегии социально-экономического развития России с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. С этой целью выполнено сравнение углеродоемкости различных технологий получения электрической и тепловой энергии с учетом типа предприятий теплоэнергетики и эффективности энергетических паротурбинных, газотурбинных и парогазовых установок, сжигающих топливо различных видов. Оценены возможности снижения выбросов CO<sub>2</sub> вследствие улучшения качества твердого топлива, перехода с сжигания угля на сжигание природного газа, внедрения парогазовых установок, повышения коэффициента полезного действия энергетических установок, вывода из эксплуатации устаревшего оборудования, а также использования в качестве топлива водородсодержащих газов и чистого водорода.

**Ключевые слова:** парниковые газы, диоксид углерода CO<sub>2</sub>, массовые и удельные выбросы, сжигание органических топлив, наилучшие доступные технологии, раздельная выработка тепловой и электрической энергии, природный газ, водородсодержащие газы, чистый водород

**DOI:** 10.56304/S0040363624700322

Постоянное увеличение производства и расхода электрической и тепловой энергии во всем мире приводит к усилению негативного воздействия на окружающую среду и человека. Так, выработка электроэнергии и тепла при использовании органических топлив сопровождается значительными выбросами в атмосферу загрязняющих веществ [1], а также парниковых газов (ПГ) [2]. Высокая концентрация парниковых газов в атмосфере Земли вследствие парникового эффекта приводит к заметному нагреву нижних слоев атмосферы, что в конечном итоге обуславливает глобальное потепление климата [3].

Парниковый потенциал газов существенно различается, и потому его принято выражать через “потенциалы глобального потепления” (ПГП) — специальные коэффициенты, рассчиты-

ваемые для каждого газа исходя из способности его молекул задерживать тепловое излучение на временном горизонте 100 лет (с учетом их конверсии, трансформации и разрушения в атмосфере за указанный временной интервал). Для CO<sub>2</sub> ПГП принят равным 1.0, поскольку это базовая единица, с которой сравниваются все другие парниковые газы, по степени их воздействия на климат. Поэтому для оценки выбросов парниковых газов (в том числе для расчета углеродного следа) с учетом их свойств вводится показатель CO<sub>2</sub>-эквивалент (CO<sub>2</sub>-экв.), т. — эквивалент диоксида углерода, условная единица, равная произведению массы каждого парникового газа на его ПГП. Значения коэффициента пересчета выбросов парниковых газов в CO<sub>2</sub>-экв. в соответствии с Перечнем ПГ, в отношении которых осуществляют-

ся государственный учет выбросов и ведение кадастра, приведены далее [4]:

|                                             |            |
|---------------------------------------------|------------|
| Диоксид углерода $\text{CO}_2$ .....        | 1          |
| Метан $\text{CH}_4$ .....                   | 25         |
| Гемииоксид азота $\text{N}_2\text{O}$ ..... | 298        |
| Гексафторид серы $\text{SF}_6$ .....        | 2800       |
| Гидрофторуглероды (19 веществ).....         | 12–14800   |
| Перфторуглероды (9 веществ).....            | 7390–17340 |
| Трифторид азота $\text{NF}_3$ .....         | 17200      |

Согласно условиям Парижского соглашения [5], ратифицированного 195 странами, общая масса выбросов парниковых газов до конца XXI в. должна быть ограничена массой  $\text{CO}_2$ -экв., равной 420 млрд т, а из атмосферы должно быть удалено не менее 720 млрд т  $\text{CO}_2$ -экв. Моделирование показывает, что это позволит ограничить рост глобальной температуры значением  $1.5^\circ\text{C}$  к концу столетия с вероятностью 66% [6].

В России ведется планомерная работа по ограничению выбросов парниковых газов в соответствии с [7]. Так, в частности, во исполнение Федерального закона № 296-ФЗ от 02.07.2021 [8] введена отчетность для предприятий, которые осуществляют выбросы сверх 150 тыс. т  $\text{CO}_2$ -экв/год (в настоящее время выбросы  $\text{CO}_2$  на 144 российских ТЭС превысили 1 млн т/год), а с 2025 г. этот порог понизится до 50 тыс. т/год (369 российских ТЭС).

## ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ

Согласно [9] выбросы парниковых газов в России в 2021 г. составили 2156.6 млн т  $\text{CO}_2$ -экв. (100%). Из них на долю энергетики пришлось 1679.1 млн т  $\text{CO}_2$ -экв. (77.9%), в том числе от сжигания топлива всех видов в стационарных энергетических установках около 1130 млн т  $\text{CO}_2$ -экв. (67.3%). Суммарные выбросы парниковых газов от всех других промышленных процессов в России составили всего 259.5 млн т  $\text{CO}_2$ -экв. (12%), доля непосредственно диоксида углерода в суммарном потоке парниковых газов в России – 1712 млн т (79.38%).

Вторым (после энергетики) источником эмиссии ПГ в атмосферу являются масштабные лесные пожары [10]. Их площадь в последние годы неуклонно возрастает, что негативно сказывается на поглощающей способности лесов.

Указом Президента РФ [11] Правительству страны поручено обеспечить к 2030 г. сокращение выбросов парниковых газов до 70% относительно выбросов в 1990 г. с учетом максимально возможной поглощающей способности лесов и иных экосистем и при условии устойчивого и сбалансированного социально-экономического

развития России. В свою очередь, в [7] предусматривается к 2050 г. сокращение нетто-выбросов парниковых газов на 60% по сравнению с выбросами в 2019 г. и на 80% по сравнению с выбросами в 1990 г. Достижение углеродной нейтральности национальной экономики согласно Климатической доктрине планируется к 2060 г.

Для этого в энергетике планируется сфокусировать внимание на разработке и внедрении более чистых технологий использования природного газа, водорода и водородосодержащих смесей, развитию парогазовой генерации, атомных электростанций, гидроэлектростанций и возобновляемых источников энергии, максимальном использовании потенциала снижения эмиссии парниковых газов в угольной энергетике, повсеместном замещении низкоэффективных котельных объектами когенерации [12].

В качестве механизма технологического развития рассматривается переход на наилучшие доступные технологии (НДТ). Переход на НДТ в топливно-энергетическом комплексе должен стимулировать замещение устаревшего основного и вспомогательного оборудования теплоэлектростанций (доля оборудования, введенного в эксплуатацию до 2001 г., в теплоэнергетике составляет 90% [13]) более экономичными современными энергоблоками. В дальнейшем применительно к наиболее неэффективным углеродоемким отраслям экономики планируются такие дополнительные меры, как углеродное ценообразование, системы квотирования выбросов парниковых газов и пр. Другое принципиальное направление декарбонизации теплоэнергетики – разработка и освоение технологий улавливания, использования и захоронения углекислого газа [14, 15].

В этой связи целью данной работы являлась оценка реальных возможностей декарбонизации российской теплоэнергетики в результате реализации первоочередных мероприятий, предусмотренных в [7].

Для получения количественных оценок декарбонизации в данной работе рассмотрены следующие основные пути, направленные на первоочередное снижение выбросов  $\text{CO}_2$  при использовании энергетических топлив на российских ТЭС и в котельных в целях производства электрической и тепловой энергии:

- повышение качества энергетических углей;
- перевод пылеугольных ТЭС на сжигание природного газа;
- увеличение доли когенерации тепловой и электрической энергии;
- внедрение парогазовых установок;
- повышение коэффициента полезного действия при производстве электрической энергии на конденсационных электростанциях (КЭС) благодаря

внедрению нового оборудования, в том числе с повышенными параметрами пара;

вывод из эксплуатации устаревшего неэффективного оборудования;

сжигание водорода и водородсодержащих смесей.

Другие декларируемые в [7] пути декарбонизации, такие как развитие АЭС, ГЭС и ВИЭ, внедрение технологий глубокой переработки угля, развитие и применение технологий улавливания, использование и захоронение парниковых газов, в данной работе не рассматривались.

## МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для контроля и инвентаризации выбросов ПГ от различных источников оцениваются выбросы продуктов сгорания с прямым парниковым эффектом. При стационарном сжигании газообразного, жидкого и твердого топлива в котельных агрегатах и газотурбинных установках (ГТУ), осуществляемом в целях выработки тепловой и/или электрической энергии, единственным парниковым газом является диоксид углерода  $\text{CO}_2$  [16]. Другие парниковые газы (метан  $\text{CH}_4$ , гемииоксид азота  $\text{N}_2\text{O}$ ) в процессе сжигания энергетических топлив не выделяются. Поэтому массовые и удельные выбросы парниковых газов от предприятий теплоэнергетики приводятся в  $\text{CO}_2$ -экв. с коэффициентом ППП, равным 1.0.

Расчетные оценки удельных массовых выбросов  $\text{CO}_2$  проводились в соответствии с методикой [17], которая, в отличие от метода расчета [16], базируется на более точных балансовых уравнениях, учитывает вид, марки и состав конкретных газообразных, жидких и твердых топлив, технологические параметры их сжигания, а также энергетическую эффективность различных стационарных энергетических установок и ТЭС. С ее помощью можно проводить инвентаризацию выбросов  $\text{CO}_2$  от стационарных топливосжигающих установок на различных теплогенерирующих предприятиях (КЭС, ТЭЦ и котельных).

Для оценки и сравнения эмиссии  $\text{CO}_2$  при использовании разных топлив по методике [17] были определены удельные выбросы  $\text{CO}_2$   $G_{\text{CO}_2}$  при сжигании основных энергетических топлив, применяемых в настоящее время на российских теплоэнергетических предприятиях: 39 каменных и бурых углей, 4 марок топочных мазутов, 8 природных и 4 попутных газов. Удельные выбросы определялись в расчете на натуральное топливо (н.т.) для твердых и жидких топлив (т/т н.т.) или на объем газообразных топлив (т/тыс.  $\text{м}^3$ ), а также в пересчете на условное топливо (у.т.) (т/т у.т.), что позволяет более корректно сравнивать вы-

бросы ПГ при сжигании различных топлив. Результаты расчетов представлены в табл. 1–3.

Для сравнения углеродоемкости различных технологий получения электрической и тепловой энергии были выполнены количественные оценки выхода  $\text{CO}_2$  в расчете на единицу производимой продукции [электрической, т  $\text{CO}_2$ /(МВт · ч), и тепловой, т  $\text{CO}_2$ /ГДж (т  $\text{CO}_2$ /Гкал), энергии] с учетом типа предприятий теплоэнергетики (КЭС, ТЭЦ и котельных) и эффективности энергетических паротурбинных (ПТУ), газотурбинных и парогазовых (ПГУ) установок, на которых сжигается топливо разных видов.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ВОЗМОЖНЫХ ПУТЕЙ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ

Далее приведены количественные оценки снижения выбросов  $\text{CO}_2$  в российской теплоэнергетике, достижение которых возможно в ближайшее время при внедрении первоочередных мероприятий.

### *Влияние типа и качества энергетических углей*

Очевидно, что при сжигании углей удельный массовый выход  $\text{CO}_2$  практически линейно возрастает с увеличением содержания углерода на рабочую массу топлива  $C^r$  и потому он выше при сжигании антрацита и каменных углей по сравнению с бурыми углями (табл. 4). Для основных российских энергетических углей удельный выброс  $\text{CO}_2$  изменяется в довольно широком диапазоне: от 0.861 до 1.677 т  $\text{CO}_2$ /т н.т. для бурых углей и от 1.376 до 2.49 т  $\text{CO}_2$ /т н.т. для каменных углей. Таким образом, для всех рассмотренных энергетических углей разница в удельных выбросах  $\text{CO}_2$  при их сжигании весьма существенна и составляет 2.9 раза.

Для корректного сопоставления различных характеристик рабочих процессов и массы выбросов разных продуктов сгорания в теплоэнергетике принято производить их пересчет на единицу массы условного топлива, в качестве которого принято топливо с теплотой сгорания  $Q_{\text{y.t.}} = 29.3$  МДж/кг (7000 ккал/кг). При этом удельные выбросы  $\text{CO}_2$ , в отличие от натурального топлива, практически не зависят от содержания углерода на рабочую массу топлива. Однако диапазоны их значений заметно различаются и составляют 2.597–2.908 т  $\text{CO}_2$ /т у.т. для каменных углей и 2.784–3.229 т  $\text{CO}_2$ /т у.т. для бурых углей (рис. 1). Последнее объясняется тем, что для получения одинакового количества тепловой энергии менее калорийного топлива (бурых углей) надо сжечь больше, чем более калорийного (каменных углей). В целом различие в

**Таблица 1.** Характеристики энергетических углей и расчетные удельные выбросы  $\text{CO}_2$  при их сжигании с учетом недожога

| Бассейн добычи,<br>месторождение, марка угля | $C_r$ , % | $Q_i^r$ , МДж/кг | $\beta$ | $G_{\text{CO}_2}$ |          |
|----------------------------------------------|-----------|------------------|---------|-------------------|----------|
|                                              |           |                  |         | т/т н.т.          | т/т у.т. |
| Донецкий А                                   | 52.2      | 18.23            | 0.95    | 1.834             | 2.953    |
| Донецкий Д                                   | 44.1      | 17.25            | 0.97    | 1.580             | 2.688    |
| Донецкий Г                                   | 48.3      | 18.92            | 0.97    | 1.731             | 2.684    |
| Донецкий Ж                                   | 53.4      | 21.14            | 0.97    | 1.914             | 2.655    |
| Донецкий Т                                   | 55.2      | 20.60            | 0.96    | 1.959             | 2.790    |
| Новомосковское Д, Г                          | 46.5      | 17.58            | 0.97    | 1.666             | 2.780    |
| Кузнецкий Д                                  | 56.4      | 21.90            | 0.97    | 2.021             | 2.707    |
| Кузнецкий Г                                  | 60.1      | 23.57            | 0.97    | 2.154             | 2.681    |
| Кузнецкий 1СС                                | 60.8      | 23.40            | 0.97    | 2.179             | 2.731    |
| Кузнецкий Т                                  | 70.2      | 25.12            | 0.96    | 2.490             | 2.908    |
| Кузнецкий Ж                                  | 45.2      | 17.71            | 0.97    | 1.621             | 2.684    |
| Кузнецкий К                                  | 49.5      | 19.01            | 0.97    | 1.774             | 2.737    |
| Карагандинский К                             | 46.8      | 18.13            | 0.97    | 1.677             | 2.713    |
| Куусекинское 2К                              | 44.1      | 16.58            | 0.97    | 1.580             | 2.796    |
| Экибастузский СС:                            |           |                  |         |                   |          |
| 1-я группа зольности                         | 44.8      | 17.38            | 0.97    | 1.605             | 2.709    |
| 2-я группа зольности                         | 38.4      | 14.61            | 0.97    | 1.376             | 2.764    |
| Интинское Д                                  | 44.2      | 16.87            | 0.97    | 1.584             | 2.754    |
| Воркутинское Ж                               | 52.6      | 20.77            | 0.97    | 1.885             | 2.662    |
| Кизеловский Ж                                | 48.6      | 19.68            | 0.97    | 1.742             | 2.597    |
| Кизеловский Г                                | 41.5      | 16.71            | 0.97    | 1.487             | 2.609    |
| Партизанский Г                               | 49.8      | 19.47            | 0.97    | 1.786             | 2.690    |
| Партизанский Ж                               | 52.7      | 20.52            | 0.97    | 1.889             | 2.699    |
| Партизанский Т                               | 58.8      | 22.19            | 0.96    | 2.085             | 2.755    |
| Нерюнгринское ЗСС                            | 60.0      | 22.48            | 0.97    | 2.150             | 2.806    |
| Нерюнгринское К                              | 57.6      | 21.86            | 0.97    | 2.064             | 2.769    |
| Южный Сахалин Д                              | 49.4      | 19.55            | 0.97    | 1.770             | 2.656    |
| Южный Сахалин Г                              | 56.5      | 22.23            | 0.97    | 2.024             | 2.671    |
| Подмосковный 2Б                              | 24.3      | 8.67             | 0.98    | 0.880             | 2.977    |
| Ирша-Бородинское 2Б                          | 42.6      | 15.28            | 0.98    | 1.543             | 2.961    |
| Назаровское 2Б                               | 37.2      | 12.85            | 0.98    | 1.347             | 3.073    |
| Березовское 2Б                               | 44.2      | 15.66            | 0.98    | 1.600             | 2.997    |
| Азейское 3Б                                  | 42.7      | 15.99            | 0.98    | 1.546             | 2.836    |
| Мугунское 3Б                                 | 46.0      | 17.29            | 0.98    | 1.677             | 2.844    |
| Артемовское 3Б                               | 29.4      | 11.14            | 0.98    | 1.064             | 2.802    |
| Райчихинское 2Б                              | 34.9      | 11.72            | 0.98    | 1.263             | 3.161    |
| Павловское 1Б                                | 25.7      | 9.13             | 0.98    | 0.932             | 2.994    |
| Бикинское 1Б                                 | 23.8      | 7.83             | 0.98    | 0.861             | 3.227    |
| Ерковецкое 2Б                                | 35.0      | 11.51            | 0.98    | 1.267             | 3.229    |
| Южный Сахалин 3Б                             | 39.4      | 15.03            | 0.98    | 1.427             | 2.784    |

Примечание.  $C_r$  — содержание углерода на рабочую массу топлива;  $Q_i^r$  — низшая теплота сгорания;  $\beta$  — степень выгорания топлива.

**Таблица 2.** Характеристики мазутов М40, М100 и расчетные удельные выбросы  $\text{CO}_2$  при их сжигании при  $\beta = 0.99$  с учетом недожога

| Мазут                            | $C_r, \%$ | $Q_i^r, \text{МДж/кг}$ | $G_{\text{CO}_2}$ |          |
|----------------------------------|-----------|------------------------|-------------------|----------|
|                                  |           |                        | т/т н.т.          | т/т у.т. |
| Низкосернистый $S^r \leq 0.5\%$  | 87.33     | 41.68                  | 3.194             | 2.248    |
| Малосернистый $S^r \leq 1.0\%$   | 86.58     | 40.53                  | 3.187             | 2.306    |
| Сернистый $S^r \leq 2.0\%$       | 85.71     | 39.57                  | 3.135             | 2.323    |
| Высокосернистый $S^r \leq 3.5\%$ | 85.04     | 39.06                  | 3.111             | 2.336    |

Примечание.  $S^r$  – содержание серы.

**Таблица 3.** Характеристики газообразных топлив и расчетные удельные выбросы  $\text{CO}_2$  при их сжигании при  $\beta = 0.995$  с учетом недожога

| Газопровод                                                      | $\rho_{\Gamma}$ , кг/м <sup>3</sup> | $Q_i^r$            |        | $G_{\text{CO}_2}$     |          |          |
|-----------------------------------------------------------------|-------------------------------------|--------------------|--------|-----------------------|----------|----------|
|                                                                 |                                     | МДж/м <sup>3</sup> | МДж/кг | т/тыс. м <sup>3</sup> | т/т н.т. | т/т у.т. |
| Природные газы                                                  |                                     |                    |        |                       |          |          |
| Уренгой – Надым – Пунга – Ухта                                  | 0.724                               | 35.50              | 49.033 | 1.950                 | 2.693    | 1.610    |
| Уренгой – Ужгород                                               | 0.724                               | 35.59              | 49.157 | 1.952                 | 2.696    | 1.609    |
| Уренгой–Новопсков                                               | 0.723                               | 35.59              | 49.225 | 1.953                 | 2.701    | 1.609    |
| Уренгой – Сургут – Челябинск                                    | 0.729                               | 35.80              | 49.108 | 1.950                 | 2.676    | 1.598    |
| Надым – Пунга – Н. Тура – Екатеринбург – Свердловск – Челябинск | 0.725                               | 35.59              | 49.091 | 1.950                 | 2.690    | 1.607    |
| Саратов – Москва                                                | 0.807                               | 37.01              | 45.861 | 1.887                 | 2.338    | 1.495    |
| Мострансгаз (кольцо)                                            | 0.747                               | 36.30              | 48.594 | 1.946                 | 2.619    | 1.581    |
| Оренбург – Александров Гай                                      | 0.828                               | 36.80              | 44.444 | 1.838                 | 2.221    | 1.466    |
| Попутные газы                                                   |                                     |                    |        |                       |          |          |
| Каменный Лог – Пермь                                            | 1.196                               | 42.37              | 35.426 | 1.486                 | 1.242    | 1.028    |
| На входе в Краснодар, Крымск, Новороссийск                      | 0.810                               | 38.27              | 47.246 | 1.970                 | 1.433    | 0.891    |
| Вознесенская – Грозный, Карабулак – Грозный                     | 0.971                               | 47.02              | 48.424 | 1.970                 | 1.988    | 1.204    |
| Казань – Бугульма – Лениногорск – Альметьевск                   | 1.046                               | 40.61              | 38.824 | 1.651                 | 1.578    | 1.192    |

Примечание.  $\rho_r$  – плотность газа при температуре  $0^\circ\text{C}$  и давлении 101.3 кПа.

удельных выбросах  $\text{CO}_2$  для рассмотренных энергетических углей составляет 20%.

Из бурых углей самыми “парниковыми” (с наибольшим удельным выбросом  $\text{CO}_2$ ) являются бикинский и ерковецкий угли, при сжигании которых удельный выброс  $\text{CO}_2$  находится в диапазоне 3.227–3.229 т  $\text{CO}_2$ /т у.т. Среди каменных углей наибольшими удельными выбросами углекислого газа при сжигании отличаются кузнецкий уголь марки Т (2.908 т  $\text{CO}_2$ /т у.т.) и донецкий АШ (2.953 т  $\text{CO}_2$ /т у.т.) (см. рис. 1).

Удельные выбросы  $\text{CO}_2$  в пересчете на условное топливо следует принимать во внимание при выборе альтернативных углей в случае замены по каким-либо причинам твердого топлива на ТЭС,

в том числе и для снижения выбросов маркерных загрязняющих веществ. При этом предпочтение следует отдавать более калорийным каменным углям, что, однако, не всегда возможно в силу конкретных технических ограничений (по подготовке топлива и условиям его сжигания) и экономической целесообразности.

В [7] ставится задача максимального использования потенциала снижения эмиссии парниковых газов в угольной энергетике, в том числе благодаря полному переходу на наилучшие достижимые технологии. Поэтому при переходе к низкоуглеродной энергетике, очевидно, следует большее внимание уделять качеству используемых углей. Низкосортные, низкокалорийные и плохо обогащаемые угли, сжигание которых со-

**Таблица 4.** Удельные выбросы CO<sub>2</sub> при сжигании углей

| Бассейн добычи, месторождение,<br>марка угля | C <sub>r</sub> , % | G <sub>CO<sub>2</sub></sub> , т/т н.т. |
|----------------------------------------------|--------------------|----------------------------------------|
| Бурые угли                                   |                    |                                        |
| Бикинское 1Б                                 | 23.8               | 0.861                                  |
| Подмосковный 2Б                              | 24.3               | 0.880                                  |
| Павловское 1Б                                | 25.7               | 0.932                                  |
| Артемовское 3Б                               | 29.4               | 1.064                                  |
| Райчихинское 2Б                              | 34.9               | 1.263                                  |
| Ерковецкое 2Б                                | 35.0               | 1.267                                  |
| Назаровское 2Б                               | 37.2               | 1.347                                  |
| Южный Сахалин 3Б                             | 39.4               | 1.427                                  |
| Ирша-Бородинское 2Б                          | 42.6               | 1.543                                  |
| Азейское 3Б                                  | 42.7               | 1.546                                  |
| Березовское 2Б                               | 44.2               | 1.600                                  |
| Мугунское 3Б                                 | 46.0               | 1.677                                  |
| Каменные угли                                |                    |                                        |
| Экибастузский СС 2-я группа                  | 38.4               | 1.376                                  |
| Кизеловский Г                                | 41.5               | 1.487                                  |
| Донецкий Д                                   | 44.1               | 1.580                                  |
| Куучекинское 2К                              | 44.1               | 1.580                                  |
| Интинское Д                                  | 44.2               | 1.584                                  |
| Экибастузский СС 1-я группа                  | 44.8               | 1.605                                  |
| Кузнецкий Ж                                  | 45.2               | 1.624                                  |
| Новомосковское Д, Г                          | 46.5               | 1.666                                  |
| Карагандинский К                             | 46.8               | 1.677                                  |
| Донецкий Г                                   | 48.3               | 1.731                                  |
| Кизеловский Ж                                | 48.6               | 1.742                                  |
| Южный Сахалин Д                              | 49.4               | 1.770                                  |
| Кузнецкий К                                  | 49.5               | 1.774                                  |
| Партизанский Г                               | 49.8               | 1.786                                  |
| Воркутинское Ж                               | 52.6               | 1.885                                  |
| Партизанский Ж                               | 52.7               | 1.889                                  |
| Донецкий Ж                                   | 53.4               | 1.914                                  |
| Донецкий Т                                   | 55.2               | 1.959                                  |
| Кузнецкий Д                                  | 56.4               | 2.021                                  |
| Южный Сахалин Г                              | 56.5               | 2.024                                  |
| Нерюнгринское К                              | 57.6               | 2.064                                  |
| Партизанский Т                               | 58.8               | 2.085                                  |
| Нерюнгринское ЗСС                            | 60.0               | 2.150                                  |
| Кузнецкий Г                                  | 60.1               | 2.154                                  |
| Кузнецкий 1СС                                | 60.8               | 2.179                                  |
| Кузнецкий Т                                  | 70.2               | 2.490                                  |

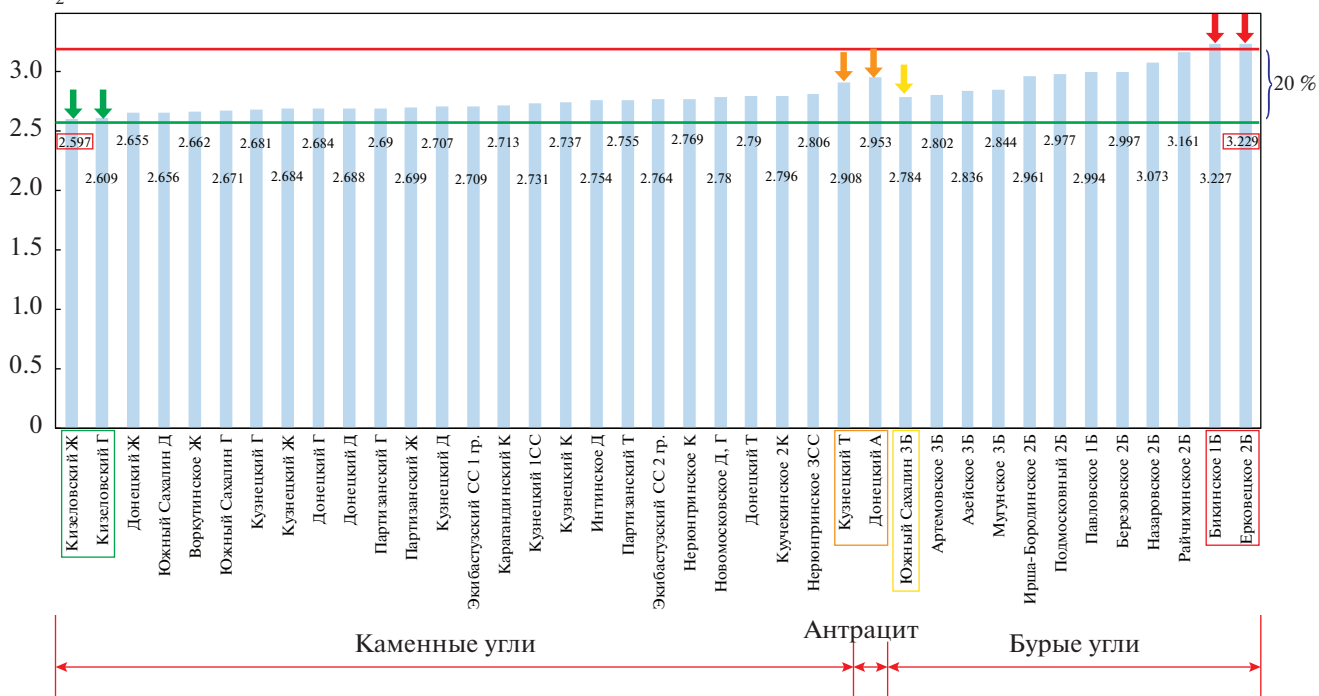
$G_{CO_2}$ , т/т у.т.

Рис. 1. Удельные выбросы  $CO_2$   $G_{CO_2}$  при сжигании различных российских углей

проводятся повышенными удельными выбросами  $CO_2$ , должны будут постепенно удаляться из топливного баланса ТЭС.

Это потребует определенного перепрофилирования угольных компаний, что запланировано в утвержденной программе развития угольной промышленности [18]. Так, с 2008 г. в России более чем в 2 раза увеличились объемы обогащения угля. За этот период введено 17 новых обогатительных фабрик и установок, 10 из которых предназначены для переработки энергетических углей. В этой связи в последнее время выросли поставки на ТЭС более качественного угля при сокращении поставок менее качественного, главным образом, бурого угля. Например, увеличились поставки на электростанции хакасских и тугунских углей, которые частично заменили менее качественные красноярские. Произошла постепенная замена на Дальнем Востоке привозного угля из Восточной Сибири на местные угли Хабаровского края и Амурской области.

Основное количество угля сжигается на ТЭС в Сибирском и Дальневосточном федеральных округах, где его доля в топливном балансе ТЭС составляет соответственно около 80 и более 40% [19]. Поэтому для угольных ТЭС важно уже в ближайшее время определить угли с минимальным удельным выбросом  $CO_2$ , чтобы их можно было использовать на действующем, но не подлежащем в силу своего “возраста” модернизации обо-

рудовании для снижения выбросов парниковых газов. Доля такого оборудования, введенного в России в эксплуатацию до 2001 г., составляет около 90% [13].

Однако в силу небольших диапазонов изменения удельных выбросов  $CO_2$  при сжигании твердых топлив (10.7% для каменных углей и 13.8% для бурых углей в пересчете на условное топливо) возможности перевода топливосжигающих энергетических установок на альтернативные, более качественные угли для декарбонизации ограничены. При таком переводе необходимо также принимать во внимание обеспечение рабочих параметров, шлакование поверхностей нагрева, тип и эффективность установленного золоуловителя. Поэтому для снижения выбросов  $CO_2$  более эффективным является перевод угольных ТЭС на сжигание природного газа.

#### *Перевод пылеугольных котлов на сжигание природного газа*

Все последние годы в целом по России имеется устойчивая тенденция сокращения поставок угля на ТЭС. Это связано прежде всего с переводом на природный газ электростанций в европейской части России, на Урале и частично на Дальнем Востоке [20].

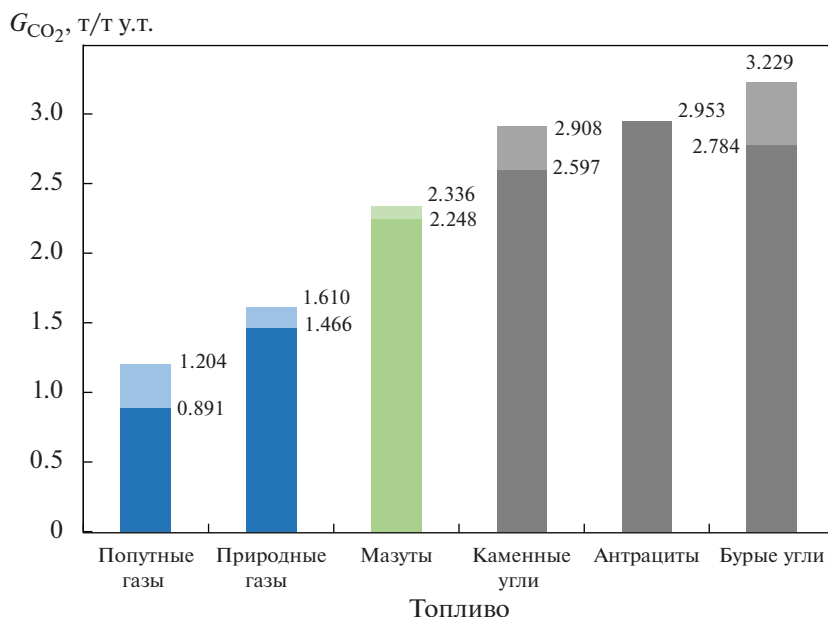


Рис. 2. Удельные выбросы  $\text{CO}_2$  при сжигании энергетического топлива различных видов

Удельные выбросы  $\text{CO}_2$  при сжигании углей почти в 2 раза выше, чем при сжигании газообразных топлив, и на 15–30% выше, чем при сжигании мазутов (рис. 2). При этом диапазоны, в которых изменяются удельные выбросы  $\text{CO}_2$  при сжигании природного газа и мазутов, существенно уже, чем при сжигании углей, и составляют всего 4–9%, что объясняется незначительной разницей в теплоте сгорания этих топлив. Большие диапазоны изменения удельных выбросов  $\text{CO}_2$  характерны для сжигания попутных газов (до 26%), для которых содержание основного углеводорода — метана и, соответственно, теплота сгорания существенно различаются.

Сжигание попутных газов сопровождается минимальным удельным выбросом  $\text{CO}_2$ , который находится в диапазоне 0.891–1.204 т  $\text{CO}_2$ /т у.т. Несколько больше  $\text{CO}_2$  выделяется при сжигании природных газов — в диапазоне 1.46–1.61 т  $\text{CO}_2$ /т у.т. Поэтому поставленная в [20] задача увеличения полезного использования попутных нефтяных газов в топливном балансе ТЭС является актуальной с позиций не только энергосбережения и повышения энергоэффективности использования природных ресурсов, но и сдерживания роста эмиссии парниковых газов.

Проведенные расчеты показали, что в случае перевода всех угольных котлов российских ТЭС на сжигание природного газа выбросы  $\text{CO}_2$  на теплоэнергетических предприятиях, с учетом доли угля в топливном балансе российских ТЭС по итогам 2021 г. примерно 21.4% [21] могут быть снижены на 10.5–12.0%, или примерно на 160–

200 млн т/год. В результате по стране в целом снижение эмиссии парниковых газов составит 7.4–9.3%. Эти оценки сопоставимы с выбросами ПГ от всех других промышленных процессов (259.5 млн т  $\text{CO}_2$ -экв/год) [9], а также с реальными прогнозами повышения поглотительной способности лесов России к 2060 г. в размере около 190 млн т  $\text{CO}_2$ -экв/год [10].

В [20, 22] предусматривается перевод ряда угольных ТЭС на природный газ с соответствующей заменой оборудования в случае экономической целесообразности. Кроме того, в настоящее время в стадии строительства в России находятся три угольные ТЭС общей мощностью примерно 0.3 ГВт и 12 газовых ТЭС общей мощностью 3.7 ГВт. Поэтому доля угля в структуре электрогенерации и энергобалансе неизбежно будет снижаться. Это позволит одновременно решать задачи повышения энергоэффективности и снижения негативного воздействия ТЭС на окружающую среду в целом и климатическую систему в частности.

В то же время запасы угля в России превышают 400 млрд т и являются вторыми в мире после США. По оценкам Минэнерго РФ запасов энергетического угля в России хватит на 350 лет [23]. Полностью отказаться от использования угля для производства энергии в ближайшее время вряд ли представляется возможным, в том числе и потому, что уголь является одним из самых дешевых топлив. Кроме того, в восточных регионах страны расположены многочисленные угледобывающие предприятия, играющие градообразующую роль. Сокращение добычи угля, обусловленное в том

числе и курсом на декарбонизацию экономики, неизбежно вызовет социальные и экономические проблемы в этих регионах.

Согласно [7] и оценкам Минэнерго РФ уголь до 2040 г. останется одним из базовых элементов энергетического баланса. Изменение доли угля в энергобалансе России обсуждается в настоящее время в рамках новой энергетической стратегии страны до 2050 г. Однако при переходе к низкоуглеродной энергетике, в том числе при проектировании новых угольных энергоблоков и ТЭС, большое внимание следует уделять качеству используемых углей, что отмечалось ранее.

Несмотря на то что удельные выбросы  $\text{CO}_2$  при сжигании мазутов на 15–30% ниже, чем при сжигании угля, перевод угольных ТЭС на мазут в связи с его малой долей в топливном балансе российских ТЭС (менее 2%) и существенно большей его стоимостью неактуален и потому в данной работе не рассматривался.

#### *Увеличение доли когенерации тепловой и электрической энергии на ТЭС*

Корректно оценивать удельные выбросы  $\text{CO}_2$  при производстве тепловой, т/ГДж (т/Гкал), и электрической, т/(МВт · ч), энергии можно только соответственно для котельных и районных тепловых станций и паротурбинных конденсационных электростанций.

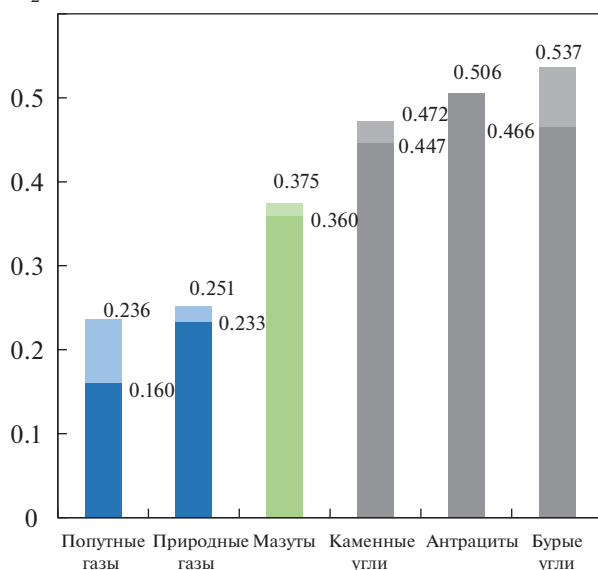
В настоящее время в российской системе централизованного теплоснабжения работают

более 3.1 тыс. котельных мощностью от 83.7 ГДж/ч (20.0 Гкал/ч) и более, производящих пар и горячую воду [21]. Основное количество котельных (более 70 тыс.) имеют меньшую мощность и в данной работе не рассматривались.

В общей структуре тепловой мощности доля ТЭС составляет 31%, доля котельных – 69% [21]. Согласно отчетам, в 2020 г. отпуск тепла на ТЭС составил 2359.5 млн ГДж (563.7 млн Гкал), а в котельных мощностью от 83.7 ГДж/ч (20.0 Гкал/ч) и более – 2753.0 млн ГДж (657.7 млн Гкал) [24]. В этих котельных главным образом используются отечественные серийные стальные водотрубные котлы типов КВ-ТК, КВГМ и ПТВМ с факельным сжиганием топлива входной тепловой мощностью до 210 МВт. Тепловые КПД таких котлов составляют 91% при работе на природном и попутном газе, 90% при работе на мазуте и 86–88% при работе на углях [17, 25].

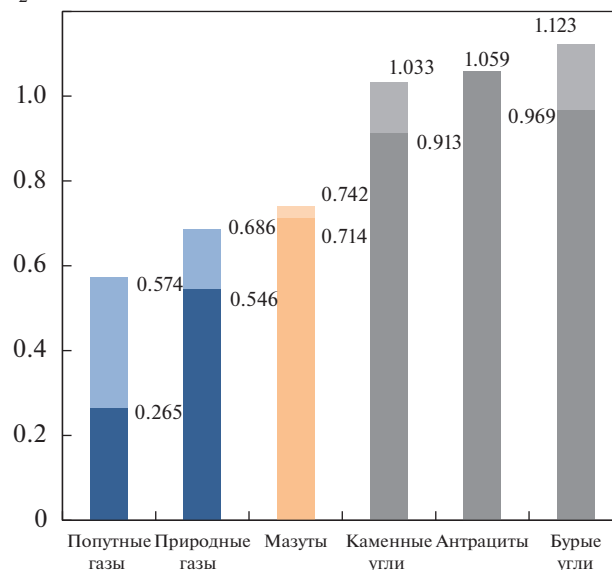
Удельные выбросы  $\text{CO}_2$  на единицу производимой тепловой энергии при сжигании различных углей составляют 0.107–0.128 т/ГДж (0.447–0.537 т/Гкал), при этом наибольшие выбросы характерны для бурых углей. Удельные выбросы  $\text{CO}_2$  из газомазутных котлов колеблются в довольно узких диапазонах: 0.086–0.090 т/ГДж (0.360–0.375 т/Гкал) для мазутов и 0.056–0.060 т/ГДж (0.233–0.251 т/Гкал) для природных газов. При сжигании попутных газов удельные выбросы  $\text{CO}_2$  еще меньше и составляют всего 0.038–0.056 т/ГДж (0.160–0.236 т/Гкал) (рис. 3, а).

$G_{\text{CO}_2}$ , т/Гкал



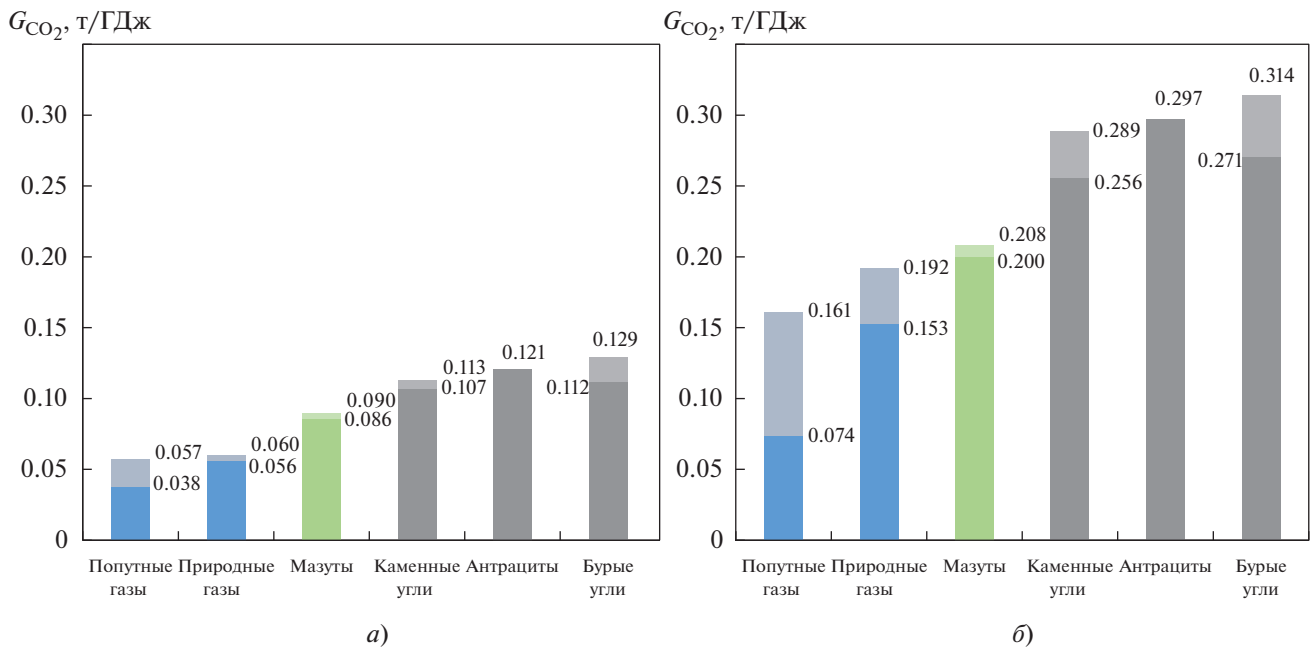
а)

$G_{\text{CO}_2}$ , т/(МВт · ч)



б)

**Рис. 3.** Удельные выбросы  $\text{CO}_2$  при производстве тепловой (котельные) (а) и электрической (КЭС) (б) энергии при сжигании различных топлив. КПД, %: а – 86 (уголь); 91 (газ); б – 36 (уголь); 40 (газ)



**Рис. 4.** Удельные выбросы  $\text{CO}_2$  на единицу тепловой (котельные) (а) и электрической (КЭС) (б) энергии. КПД, %: а – 86 (уголь); 91 (газ); б – 36 (уголь); 40 (газ)

В свою очередь, основные российские КЭС имеют в своем составе паротурбинные энергоблоки со сверхкритическим давлением (СКД) пара мощностью от 150 МВт и выше. Электрический КПД таких электростанций составляет 40% при работе на природном газе, 39% при работе на мазуте и 36% при работе на угле [21]. Соответственно удельные выбросы  $\text{CO}_2$  на КЭС с СКД составляют 0.913–1.123 т/(МВт · ч) при сжигании различных углей, 0.714–0.742 т/(МВт · ч) при сжигании мазутов и 0.546–0.686 т/(МВт · ч) при сжигании природных газов (рис. 3, б).

Расчеты показали, что удельные [с учетом пересчета т/(МВт · ч) и т/Гкал для корректного сопоставления в т/ГДж] выбросы  $\text{CO}_2$  существенно меньше у отопительных котлов по сравнению с котлами конденсационных установок из-за значительной разницы в их тепловых (86–91%) и электрических (36–40%) КПД (рис. 4).

Для оценки эффективности когенерации по сравнению с раздельной выработкой электрической энергии на КЭС и тепловой энергии в котельных можно использовать соотношение соответствующих входных тепловых мощностей, которые равны произведению теплоты сгорания топлива на его расход [21]. Выражения для входных тепловых мощностей при раздельной выработке тепла и электроэнергии  $Q_{\text{вх}}^{\text{разд}}$  и комбинированной выработке энергии на ТЭЦ  $Q_{\text{вх}}^{\text{ТЭЦ}}$  можно представить в виде

$$Q_{\text{вх}}^{\text{разд}} = Q_{\text{вх}}^{\text{тепл}} + Q_{\text{вх}}^{\text{эл}} = \frac{Q_{\text{тепл}}}{\eta_{\text{тепл}}} + \frac{Q_{\text{эл}}}{\eta_{\text{эл}}} = \frac{Q_{\text{тепл}} \eta_{\text{эл}} + Q_{\text{эл}} \eta_{\text{тепл}}}{\eta_{\text{тепл}} \eta_{\text{эл}}}, \quad (1)$$

$$Q_{\text{вх}}^{\text{ТЭЦ}} = \frac{Q_{\text{тепл}} + Q_{\text{эл}}}{\text{КИТ}}, \quad (2)$$

где  $Q_{\text{тепл}}$ ,  $Q_{\text{эл}}$  – количество энергии, затраченное на производство соответственно тепловой и электрической энергии (количество отпущенной электроэнергии по тепловому эквиваленту);  $\eta_{\text{тепл}}$ ,  $\eta_{\text{эл}}$  – КПД соответственно производства тепловой энергии в котельной и электрической энергии на КЭС; КИТ – коэффициент использования теплоты топлива при комбинированной выработке тепла и электроэнергии на ТЭЦ.

Исходя из (1) и (2), соотношение входных тепловых мощностей при раздельной выработке тепловой энергии в котельной и электроэнергии на КЭС к входной тепловой мощности при комбинированной выработке тепла и электричества на ТЭЦ (при одинаковых количествах отпущенной тепловой и электрической энергии) можно представить следующим образом:

$$\frac{Q_{\text{вх}}^{\text{разд}}}{Q_{\text{вх}}^{\text{ТЭЦ}}} = \frac{Q_{\text{тепл}} \eta_{\text{эл}} + Q_{\text{эл}} \eta_{\text{тепл}}}{\eta_{\text{тепл}} \eta_{\text{эл}}} \cdot \frac{\text{КИТ}}{Q_{\text{тепл}} + Q_{\text{эл}}}. \quad (3)$$

Очевидно, что данное соотношение зависит от конкретного отношения  $Q_{\text{эл}}/Q_{\text{тепл}}$  в различные времена года и изменяется в довольно широких пределах для разных регионов страны. При этом,

если  $(Q_{\text{вх}}^{\text{разд}} / Q_{\text{вх}}^{\text{ТЭЦ}}) > 1$ , комбинированная выработка тепла и электрической энергии на ТЭЦ является более эффективной по сравнению с отдельным производством на КЭС и в котельных при сопоставимых условиях.

Корректные оценки снижения выбросов  $\text{CO}_2$  при внедрении когенерации возможны только для каких-то конкретных условий, поскольку зависят от большого числа факторов (регион размещения, сезонные колебания, вид сжигаемого топлива, соотношение тепловой и электрической нагрузок и пр.). Поэтому в данной работе приведены оценочные расчеты, базирующиеся на статистических данных за последние годы [21, 24], согласно которым удельные расходы условного топлива на выработку тепла составили для ТЭЦ 0.036 т у.т./ГДж (0.147 т у.т./Гкал) и 0.041 т у.т./ГДж (0.171 т у.т./Гкал) для котельных, т.е. на 16% выше. При этом на ТЭЦ выработано около 2361.5 млн ГДж (564 млн Гкал), а в котельных — 2177.2 млн ГДж (520 млн Гкал).

Если в пределе всю выработку тепла сосредоточить на ТЭЦ, то это, согласно приближенным оценкам, приведет к экономии 12.12 млн т у.т./год. С учетом того что на угле работают около 30% котельных, а в остальных котельных сжигается природный газ, такое мероприятие позволит снизить выбросы  $\text{CO}_2$  примерно на 22–25 млн т/год. Это составит 1.95–2.20% выбросов  $\text{CO}_2$  всех теплоэнергетических предприятий.

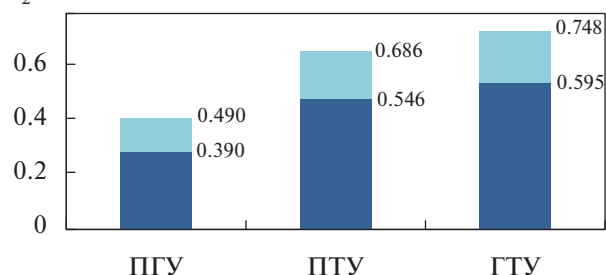
Таким образом, применение топлива для когенерации на ТЭЦ в силу более высокой эффективности использования его теплоты (особенно при увеличении КИТ вплоть до 85–86%) является одним из доступных и эффективных практических мероприятий, позволяющих снизить выбросы парниковых газов, что, в частности, предусмотрено в [7].

#### *Внедрение парогазовых установок*

В Энергетической стратегии России [20] увеличению количества новых ГТУ и ПГУ на ТЭС придается большое значение. Суммарная доля находящихся в настоящее время в эксплуатации ГТУ и ПГУ в общем объеме установленных мощностей российских ТЭС составляет около 21%. Их электрические КПД равны соответственно 36.7 для ГТУ и 56% для ПГУ [21].

При использовании современных высокоэффективных ГТУ и ПГУ на ТЭС для выработки электрической энергии их КПД достигает соответственно 40–43 и 60–62% [26]. Дополнительными преимуществами ГТУ и ПГУ являются меньшие удельные капитальные затраты на 1 МВт установленной мощности и меньшие сроки ввода в эксплуатацию по сравнению с традиционными ПТУ.

$G_{\text{CO}_2}$ , т/(МВт · ч)



**Рис. 5.** Удельные выбросы  $\text{CO}_2$  при производстве электроэнергии на газовых КЭС парогазовыми, паротурбинными и газотурбинными установками

Результаты расчета удельных выбросов  $\text{CO}_2$  для разных российских конденсационных энергетических установок на природном газе в виде традиционной паротурбинной установки КЭС на сверхкритическом давлении (КПД<sub>эл</sub> = 40%), ГТУ (КПД<sub>эл</sub> = 36.7%) и конденсационной бинарной ПГУ (КПД<sub>эл</sub> = 56%) приведены на рис. 5.

Очевидно, что наименьшим парниковым эффектом из рассмотренных энергетических установок на природном газе обладают бинарные конденсационные ПГУ благодаря наивысшему электрическому КПД. Для них удельные выбросы  $\text{CO}_2$  составляют всего 0.39–0.49 т/(МВт · ч). Это примерно в 1.4 раза меньше, чем для конденсационных ПТУ с СКД, в 1.5 раза меньше, чем для ГТУ, и практически в 2.6 раза меньше по сравнению с пылеугольными КЭС с паротурбинными установками с СКД.

Удельные выбросы  $\text{CO}_2$  от ГТУ пока превышают выбросы традиционных газовых паротурбинных КЭС ввиду относительно невысоких КПД российских энергетических ГТУ. В этой связи в качестве приоритетных направлений в электроэнергетике на период до 2035 г. согласно [20, 22] определены разработка и ввод в эксплуатацию отечественных ГТУ большой мощности и высокоэффективных ПГУ на их основе.

Согласно [22] в период с 2026 по 2035 г. на российских ТЭС планируется ввести в эксплуатацию 39 новых ПГУ общей мощностью около 11.6 ГВт, которые заменят выработавшие свой ресурс менее эффективные газовые ПТУ главным образом с параметрами 130 МПа/545°C. Это, согласно расчетным оценкам, позволит снизить выбросы  $\text{CO}_2$  на 11.1–14.3 млн т/год, или на 0.98–1.27%, в целом от сжигания энергетических топлив на предприятиях теплоэнергетики.

Из-за санкционного давления в последние годы прекратились поставки зарубежных ГТУ на российские ТЭС. В этой связи весьма актуальной является проблема создания отечественных

современных энергетических ГТУ большой мощности. Первую серийную российскую энергетическую ГТУ типа ГТД-110М электрической мощностью 110–115 МВт, электрическим КПД 36.0% производства ПАО “ОДК–Сатурн” планируется ввести в эксплуатацию на ТЭС “Ударная” в Краснодарском крае в 2024 г. [27].

*Увеличение коэффициента полезного действия за счет повышения параметров пара*

При увеличении КПД КЭС при сжигании одного и того же топлива снижается его расход и, соответственно, уменьшаются валовые и удельные выбросы  $\text{CO}_2$ . Снижение последних, согласно расчетным оценкам [28], составляет 2.50–2.75% на 1% повышения электрического КПД для топлива всех видов. Переход пылеугольных КЭС со сверхкритическими параметрами пара (25 МПа/545°C) на суперкритические параметры (СКП) (30 МПа/600°C) позволит повысить КПД с 36 до 44% и благодаря этому снизить удельные выбросы  $\text{CO}_2$  на 18–22% (рис. 6).

Очевидно, что ввод мощностей на СКП имеет смысл при использовании в качестве энергетического топлива только углей. Природный газ следует использовать прежде всего в ПГУ ввиду их более высокого электрического КПД. Если заменить все 29 конденсационных энергоблоков СКД установленной мощностью 11.71 ГВт, эксплуатируемых в настоящее время на российских ТЭС, на энергоблоки СКП аналогичной суммарной мощности, то это приведет к снижению выбросов  $\text{CO}_2$  на 8.87–10.9 млн т/год в зависимости от марки

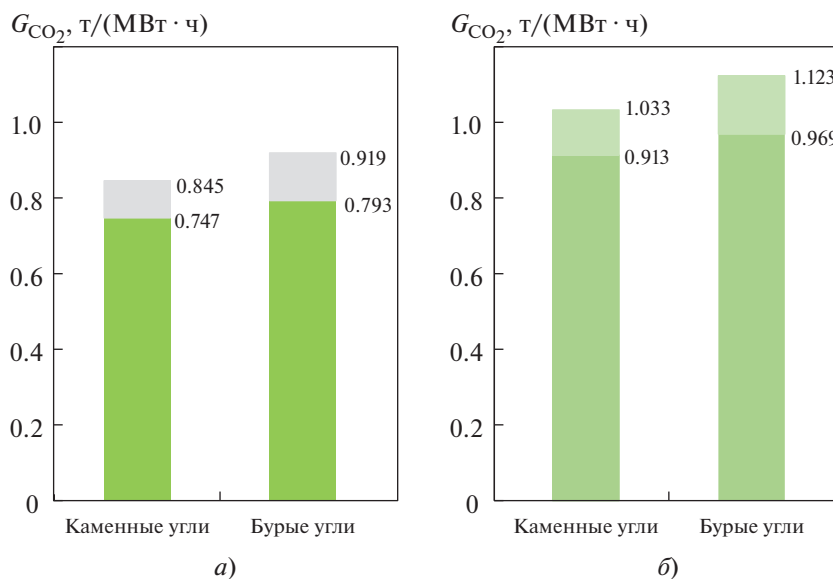
сжигаемого угля. Такое снижение составит 0.80–0.96% суммарных выбросов  $\text{CO}_2$  при стационарном сжигании топлив в теплоэнергетике.

К сожалению, на российских ТЭС, в отличие от зарубежных, в настоящее время нет энергетических установок на СКП и в ближайшие годы их ввод не планируется несмотря на то, что такая задача декларируется в [20]. Поэтому оценить снижение выбросов  $\text{CO}_2$  вследствие внедрения на ТЭС энергоблоков на СКП в масштабах страны пока не представляется возможным, хотя это направление в качестве практического шага по снижению выбросов парниковых газов в российской теплоэнергетике является безусловно перспективным. В дальнейшем сжигание угля на ТЭС с СКП, оборудованных установками улавливания и захоронения  $\text{CO}_2$ , позволит еще в большей степени снизить их “парниковый” вклад.

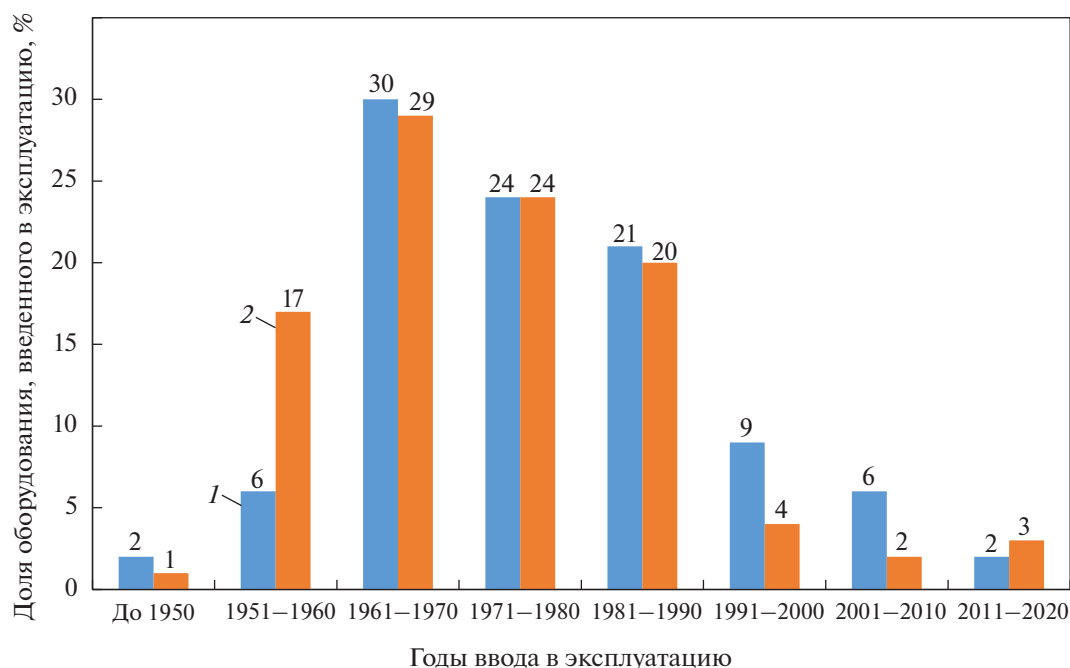
*Вывод из эксплуатации устаревшего неэффективного оборудования*

Согласно [12] доля топливосжигающих энергетических установок, введенных в эксплуатацию на российских ТЭС до 31.12.2000 со сроком эксплуатации от 22 до 70 лет, составляет более 92% на природном газе и 95% на угле, а введенных в эксплуатацию в период 2011–2020 гг. — 8% на природном газе и 5% на угле (рис. 7).

При этом на российских ТЭС используются, главным образом, теплофикационные паротурбинные энергоблоки с докритическим давлением пара (ДКД) 13.8 МПа/545°C (более 60% общего



**Рис. 6.** Удельные выбросы  $\text{CO}_2$  при производстве электроэнергии на пылеугольных КЭС с СКП (30 МПа) (а) и СКД (25 МПа) (б).  
КПД, %: а – 44; б – 36



**Рис. 7.** Сроки ввода оборудования в эксплуатацию на российских ТЭС.  
1 – газ; 2 – уголь

количества) и 9.8 МПа/540°C (около 30%) с КИТ до 60% при сжигании угля и до 68% при сжигании природного газа [21, 29]. Теплофикационные ПТУ давлением 9.8 МПа имеют весьма низкие технико-экономические показатели и не отвечают современным требованиям по маневренности и экологическим характеристикам.

Согласно расчетам, повышение параметров пара на пылеугольных ТЭС докритического давления с 9.8 до 13.8 МПа позволяет за счет более высокого КПД снизить удельные выбросы CO<sub>2</sub> на 8–12% (рис. 8). Перевод всех действующих паротурбинных установок газовых и пылеугольных российских ТЭС докритического давления с параметрами 9.8 МПа/540°C на более высокие параметры 13.8 МПа/545°C даст возможность снизить выбросы CO<sub>2</sub> в теплоэнергетике на 2.4–3.6%, или на 35–52 млн т/год.

И хотя такое снижение составляет всего 1.87–3.04% суммарных выбросов CO<sub>2</sub> в целом по стране, эти значения превышают такие статьи федерального “парникового реестра”, как, например, “Производство продукции из минерального сырья” или “Поглощение парниковых газов из атмосферы луговыми угодьями” [9].

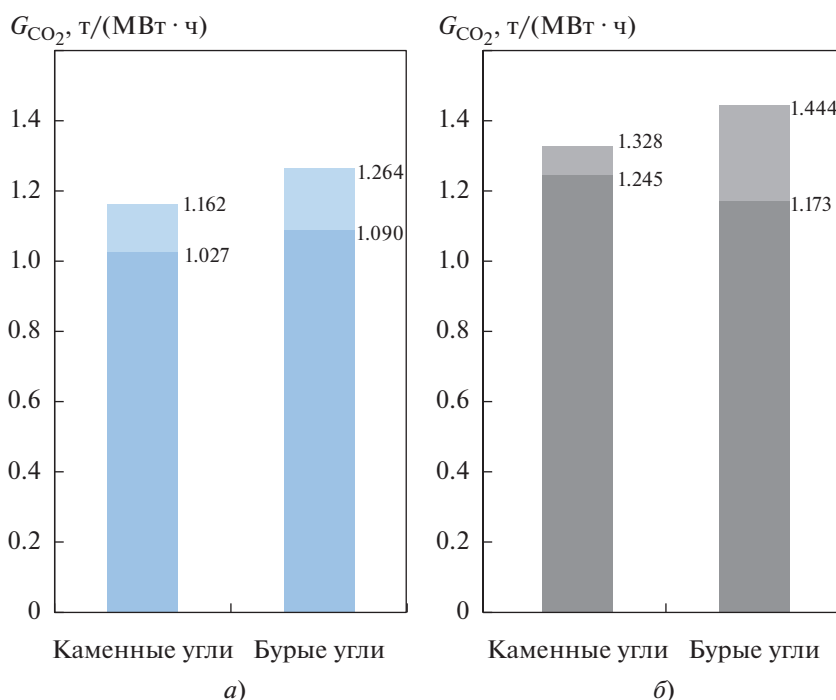
Поскольку ПТУ на ДКД являются основными энергетическими установками ТЭЦ, то очевидно, что отказ от них и перевод ТЭЦ полностью на СКД нецелесообразен и невозможен. Однако опережающий вывод из эксплуатации на ТЭЦ котлов давлением 9.8 МПа позволяет одновременно решать задачи повышения эффективности

ТЭЦ, снижения их негативного воздействия на окружающую среду и уменьшения “углеродного следа” в теплоэнергетике. Поэтому именно эти пылеугольные теплофикационные ПТУ (всего 19) в соответствии с [22] в первую очередь выводятся из эксплуатации ввиду выработки рабочего ресурса.

Оценочно планируется до 2035 г. уменьшить мощности угольных энергетических установок примерно на 2590 МВт (благодаря выводу из эксплуатации старого оборудования – около 5100 МВт и вводу в эксплуатацию нового оборудования – 2310 МВт), что суммарно может обеспечить снижение выбросов CO<sub>2</sub> угольными ТЭС на 6–7 млн т/год. За это же время планируется увеличить суммарную установленную мощность российских ТЭС почти на 3590 МВт, что предполагается обеспечить путем ввода новых мощностей в размере 6380 МВт на газообразном топливе, главным образом более эффективных и “менее парниковых” ПГУ вместо выводимых из эксплуатации газовых ПТУ на ДКД.

#### СЖИГАНИЕ ВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ СМЕСЕЙ И ВОДОРОДА В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ

Очевидно, что использование традиционных топлив в теплоэнергетике не позволяет обеспечить углеродную нейтральность в полном объеме. В этой связи в последнее время во всем мире все большее внимание уделяется перспективам развития водородной энергетики. Однако, чтобы ис-



**Рис. 8.** Удельные выбросы CO<sub>2</sub> на пылеугольных КЭС при выводе из эксплуатации устаревшего оборудования. ДКД, МПа: а – 13.8; б – 9.8; КПД, %: а – 32; б – 28

пользовать водород в чистом виде в энергетических установках, необходимо решить некоторые серьезные проблемы, связанные с его коммерческим производством, безопасным хранением и транспортировкой, а также со сжиганием [30]. Поэтому часто в качестве первого шага предлагается проводить сжигание смесей природного газа с водородом – водородсодержащих газов (ВСГ).

Расчетные оценки показали, что при содержании водорода в составе ВСГ не более 20% (по объему) их сжигание принципиально можно производить в обычных горелочных устройствах, работающих на природном газе. Однако это обеспечивает снижение выбросов в атмосферу углекислого газа всего на 7–9%. При сжигании ВСГ с более высокой концентрацией водорода (более 20%) уже потребуются замена или модернизация горелочного устройства [31, 32]. Кроме того, увеличение доли водорода в смеси с природным газом при сжигании в котлах приведет к изменению светимости факела и, соответственно, к изменению тепловосприятия топочной камеры. В этом случае с увеличением доли водорода при сохранении тепловой мощности котла объемный расход образовавшихся продуктов сгорания будет уменьшаться, что, в свою очередь, вызовет изменение тепловосприятия всех поверхностей нагрева, расположенных в газовом тракте котла, температуры газов и, в конечном счете, КПД [31]. Все это потребует серьезного пе-

ресмотра конструкции традиционных котлов и потому вряд ли оправдано.

Для перехода к низкоуглеродной энергетике имеет смысл использовать в энергетических установках только чистый водород, при сжигании которого выбросы CO<sub>2</sub> полностью отсутствуют. При этом следует учитывать высокую стоимость водорода (в настоящее время около 5 дол./кг, что примерно в 1000 раз превышает стоимость газообразного и твердого топлива), условия его доставки и хранения, а также эффективность применения. По этим причинам использование чистого водорода в энергетических ПТУ с КПД около 40–42% в силу экономических и технических причин нецелесообразно и нерентабельно. С учетом всех факторов его сжигание может быть оправдано только в самых эффективных энергетических установках с наибольшим КПД, каковыми являются ГТУ в составе ПГУ с КПД 60% и более [30].

Зарубежные производители газотурбинных установок (Mitsubishi Hitachi Power Systems, General Electric, Siemens Energy, Kawasaki Heavy Industries и др.) в последние годы проводят интенсивные исследования по использованию в качестве топлива метановодородных смесей с большим содержанием водорода. Результаты этих исследований и опыт пробных процессов сжигания дают основание полагать, что при реализации разрабатываемых в настоящее время технологий перспективных ГТУ смогут

Таблица 5. Пути снижения выбросов парниковых газов на ТЭС

| Путь декарбонизации                                                 | Оценка декарбонизации                                                                                                                                                                                                                          | Преимущества                                                                                                                                                   | Ограничения по применению                                                                                                   |
|---------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Переход на сжигание более качественных и обогащенных углей          | Снижение удельных выбросов $\text{CO}_2$ на 10–14%                                                                                                                                                                                             | Повышение КПД ТЭС, возможное снижение выбросов оксидов азота и диоксида серы                                                                                   | Не всегда возможно в силу конкретных технических ограничений по подготовке топлива и условиям его сжигания                  |
| Переход с угля на сжигание природного газа                          | В пределах при переводе всех российских угольных ТЭС на природный газ снижение выбросов $\text{CO}_2$ составит 10.5–12.0%, или 160–200 млн т/год                                                                                               | Повышение КПД ТЭС, снижение выбросов оксидов азота, отсутствие выбросов золы и диоксида серы, улучшение условий эксплуатации                                   | Полностью отказаться от использования угля невозможно, доля угля в топливном балансе ТЭС до 2040 г. изменится незначительно |
| Увеличение доли когенерации тепловой и электрической энергии на ТЭЦ | Снижение удельных выбросов $\text{CO}_2$ примерно в 1.6 раза по сравнению с КЭС. В пределах при отказе от котельных в пользу ТЭЦ снижение выбросов $\text{CO}_2$ может составить 22–25 млн т/год                                               | Повышение эффективности ТЭЦ по сравнению с КЭС за счет более высокого коэффициента использования топлива, снижение негативного воздействия на окружающую среду | Значительная доля действующего оборудования ТЭЦ на параметры 9.8 МПа/540°C                                                  |
| Внедрение парогазовых установок                                     | Запланированная замена старых газовых ПТУ на ПГУ позволит снизить выбросы $\text{CO}_2$ на 11.1–14.3 млн т/год                                                                                                                                 | Высокая эффективность ПГУ, низкая удельная стоимость установленной мощности, снижение негативного воздействия на окружающую среду                              | Отсутствие необходимого количества отечественных энергетических ГТУ большой мощности                                        |
| Повышение коэффициента полезного действия энергетических ПТУ        | Перевод всех действующих пылеугольных энергоблоков СКД на СКП приведет к снижению выбросов $\text{CO}_2$ на 8.87–10.9 млн т/год, или на 0.80–0.96% суммарного выброса $\text{CO}_2$ при стационарном сжигании топлив в теплоэнергетике в целом | Переход пылеугольных КЭС с СКД на СКП позволит повысить КПД с 36 до 44% и снизить удельные выбросы $\text{CO}_2$ на 18–22%                                     | В настоящее время в России нет и в ближайшие годы не планируется ввод энергетических блоков СКП (30 МПа/600°C)              |
| Вывод из эксплуатации устаревшего неэффективного оборудования       | Перевод всех действующих ПТУ с параметрами 9.8 МПа/540°C на более высокие параметры 13.8 МПа/545°C снизит выбросы $\text{CO}_2$ в теплоэнергетике на 2.4–3.6%, или на 35–52 млн т/год                                                          | Повышение КПД, снижение негативного воздействия на окружающую среду                                                                                            | 90% оборудования введено в эксплуатацию до 2001 г.                                                                          |
| Сжигание ВСГ и водорода в энергетических установках                 | При сжигании чистого водорода выбросы $\text{CO}_2$ отсутствуют                                                                                                                                                                                | Принципиально возможно сжигание чистого водорода в ГТУ. Небольшое увеличение КПД                                                                               | Высокая стоимость, сложности транспортировки и хранения, нецелесообразность использования ВСГ в традиционных ПТУ            |

быть применены ВСГ с высокой долей водорода и даже 100%-ный водород [33, 34].

При использовании возобновляемых источников энергии для производства водорода последний может в дальнейшем стать альтернативным топливом для газовых турбин при генерации электроэнергии с низкими выбросами парниковых газов. Переход на водородное топливо также может стать экономически перспективным в рамках международной торговли энергоресурсами.

В России разработкой ГТУ на водородсодержащих газах занимается энергомашиностроительная компания АО “Силовые машины”. Эта компания в сотрудничестве с Самарским национальным исследовательским университетом создала первую в России горелку для ГТУ, работающую на 100%-ном водороде. Процесс горения основан на сжигании топливовоздушной смеси в микрофакелах. В настоящее время в АО “Силовые машины” проводятся эксперименты с разными составами метановодородного топлива. Главной задачей является разработка и запуск первой в стране газотурбинной установки мощностью 65 МВт, работающей на метановодородном топливе [35].

В табл. 5 для сравнения приведены возможные пути декарбонизации теплоэнергетики с учетом их преимуществ и ограничений по применению. В частности, представлены количественные оценки эффекта декарбонизации, достигаемые в результате внедрения рассмотренных в данной статье мероприятий, а также кратко описаны ограничения и сложности их внедрения в российской теплоэнергетике.

## ВЫВОДЫ

1. На действующих и проектируемых угольных ТЭС большое внимание следует уделять качеству используемых углей. Низкосортные и низкокалорийные угли, сжигание которых сопровождается повышенными удельными выбросами  $\text{CO}_2$ , будут постепенно удаляться из топливного баланса ТЭС.

2. Наиболее эффективным решением является перевод угольных российских ТЭС на сжигание природного газа, что, согласно оценкам, позволит снизить выбросы  $\text{CO}_2$  в теплоэнергетике на 10.5–12.0%, или на 180–200 млн т/год, однако реализовать это решение в полной мере не представляется возможным в связи с экономическими и социальными причинами.

3. Уголь в обозримом будущем будет использоваться в качестве энергетического топлива на российских ТЭС, особенно в угледобывающих регионах — в Сибири и на Дальнем Востоке. Угольная энергетика в ближайшие годы не будет иметь экономически обоснованных альтернативных вариантов. В этой связи необходима

ускоренная работа по внедрению технологий извлечения  $\text{CO}_2$  из дымовых газов ТЭС, его использованию и захоронению.

4. При внедрении на газовых ТЭС парогазовых установок эмиссия  $\text{CO}_2$  при производства электрической энергии может быть снижена в 1.4–1.5 раза и почти в 3 раза по сравнению с пылеугольными КЭС. Реализация этого решения зависит от освоения отечественных полностью локализованных ГТУ большой мощности.

5. Переход пылеугольных КЭС со сверхкритических параметров пара на суперкритические позволяет вследствие более высокого КПД уменьшить удельные выбросы  $\text{CO}_2$  на 18–22%. Однако внедрение энергоблоков на суперкритические параметры пара на российских ТЭС в ближайшее время не планируется.

6. Эффективность снижения выбросов  $\text{CO}_2$  благодаря выводу из эксплуатации устаревших энергетических установок будет полностью определяться темпами ввода новых мощностей в рамках новой Энергетической стратегии России до 2050 г.

7. Использование водорода в качестве энергетического топлива нецелесообразно в традиционных паротурбинных установках. При существенном снижении стоимости получения водорода возможно его применение в ГТУ в составе высокоэффективных парогазовых установок.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Технологическое** нормирование объектов теплоэлектроэнергетики: наилучшие доступные технологии и нормы общего действия / П.В. Росляков, Е.В. Черкасский, Т.В. Гусева, И.О. Тихонова, М. Lundholm // Теплоэнергетика. 2021. № 10. С. 5–13. <https://doi.org/10.1134/S0040363621100052>
2. **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, Т.В. Гусева // Уголь. 2023. № 9 (1171). С. 84–89.
3. **Gas for Climate — Gas Decarbonization Pathways 2020–2050**. Guidehouse. April 2020. <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/04/Gas-for-Climate-Gas-Decarbonisation-Pathways-2020-2050.pdf>
4. **Распоряжение** Правительства Российской Федерации от 22.10.2021 № 2979-р “Об утверждении перечня парниковых газов, в отношении которых осуществляется государственный учет выбросов парниковых газов и ведение кадастра парниковых газов”. <http://government.ru/docs/43629/>
5. **Paris Agreement**. United Nations, 2015. [https://unfccc.int/files/essential\\_background/convention/application/pdf/english\\_paris\\_agreement.pdf](https://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/english_paris_agreement.pdf)
6. **Данные** о мировой энергетике и климате: Ежегодник 2023. <https://energystats.enerdata.net/>
7. **Стратегия** социально-экономического развития России с низким уровнем выбросов парниковых

- газов до 2050 г. Утв. Распоряжением Правительства РФ от 29.10.2021 № 3052-р. <https://docs.cntd.ru/document/726639341?ysclid=luimfr3z9p672043409>
8. **Федеральный закон** от 02.07.2021 № 296-ФЗ “Об ограничении выбросов парниковых газов”.
  9. **Основные** показатели охраны окружающей среды: Стат. бюл. М.: Росстат, 2023.
  10. **Клименко В.В., Клименко А.В., Терешин А.Г.** На пути к климатической нейтральности: выстоит ли русский лес против энергетики? // Теплоэнергетика. 2024. № 1. С. 5–20. <https://doi.org/10.56304/S0040363624010053>
  11. **Указ** Президента РФ от 04.11.2020 № 666 “О сокращении выбросов парниковых газов”.
  12. **Подходы** к формированию прогнозов развития ТЭК России как составной части сценариев декарбонизации экономики страны / С.П. Филиппов, В.Ф. Веселов, А.Ф. Кейко, А.А. Хоршев // Проблемы прогнозирования. 2023. № 6. С. 67–78. <https://doi.org/10.47711/0868-6351-201-67-78>
  13. **Росляков П.В., Кондратьева О.Е., Гусева Т.В.** Проблемы адаптации действующего оборудования ТЭС к технологическим показателям выбросов ИТС 38-2022 “Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии” // Теплоэнергетика. 2023. № 10. С. 115–124. <https://doi.org/10.56304/S0040363623100077>
  14. **Филиппов С.П.** Экономические характеристики технологий улавливания и захоронения диоксида углерода (обзор) // Теплоэнергетика. 2022. № 10. С. 17–31. <https://doi.org/10.56304/S0040363622100022>
  15. **Скобелев Д.О., Череповицына А.А., Гусева Т.В.** Технологии секвестрации углекислого газа: роль в достижении углеродной нейтральности и подходы к оценке затрат // Записки Горного ин-та. 2023. Т. 259. С. 125–140.
  16. **Приказ** Минприроды России от 27.05.2022 № 371 “Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов”. [Электрон. ресурс.] <https://docs.cntd.ru/document/350962750?ysclid=lrpfzi5kq804640591>
  17. **Отраслевая методика** оценки выбросов CO<sub>2</sub> при сжигании органических топлив на предприятиях теплоэнергетики / П.В. Росляков, А.В. Сергеева, Т.В. Гусева, В.В. Рудомазин, Е.В. Черкасский // Энергетик. 2024. № 3. С. 29–39. <https://doi.org/10.34831/EP.2024.42.46.006>
  18. **Программа** развития угольной промышленности России на период до 2035 г. (с изменениями на 13.10.2022. Утв. распоряжением Правительства РФ от 13.06.2020 № 1582-р). <https://docs.cntd.ru/document/565123539?ysclid=luimijl9w492443963>
  19. **Ежегодный** аналитический отчет “Оценка тепловой экономичности функционирования тепловых электрических станций 2022 г.” М.: РЭА Минэнерго России, 2023. [Электрон. ресурс.] <https://www.rosenergo.gov.ru/reports/2022/>
  20. **Энергетическая стратегия** Российской Федерации на период до 2035 г. (Утв. Распоряжением Правительства РФ № 1523-р от 09.06.2020. <http://government.ru/docs/all/128340/улучшенная>
  21. **Информационно-технический справочник** по наилучшим доступным технологиям ИТС 38-2022 “Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии”. М.: Бюро НДТ, 2022.
  22. **Генеральная схема** размещения объектов электроэнергетики до 2035 г. (Утв. Распоряжением Правительства РФ от 09.06.2017 № 1209-р. <http://www.consultant.ru/law/hotdocs/49932.html/?ysclid=l6p3p4qcw431724926>
  23. **В Минэнерго** подсчитали, на сколько лет России хватит запасов угля. [Электрон. ресурс.] <https://ria.ru/20211022/ugol-1755728752.html?ysclid=lcoz7wy0k3593130391>
  24. **О состоянии** теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации в 2020 г.: информ.-аналит. докл. М.: РЭА Минэнерго России, 2021.
  25. **Роддатис К.Ф., Полтарецкий А.Н.** Справочник по котельным установкам малой производительности. М.: Энергоатомиздат, 1989.
  26. **Ольховский Г.Г.** Наиболее мощные энергетические ГТУ (обзор) // Теплоэнергетика. 2021. № 6. С. 87–93. <https://doi.org/10.1134/S0040363621060060>
  27. **ОДК** изготовила первую серийную турбину большой мощности ГТД-110М для ТЭС “Ударная”. [Электрон. ресурс.] <https://dzen.ru/a/Y8gKCcl7xmx-dGC5m>
  28. **Индикативные** показатели выбросов парниковых газов при сжигании топлив на ТЭС и в котельных / П.В. Росляков, А.Н. Гуреев, Т.В. Гусева, В.В. Рудомазин // Энергетик. 2023. № 5. С. 40–48. <https://doi.org/10.34831/EP.2023.66.43.007>
  29. **Тугов А.Н.** Котлы ПСУ и КУ ПГУ: текущее состояние и основные проблемы в эксплуатации // Газотурбинные технологии. 2023. № 2. С. 22–30.
  30. **Росляков П.В.** Особенности сжигания и транспортировки водородсодержащих газов // Экология, энергетика, энергосбережение: информ.-аналит. бюл. ПАО “Мосэнерго” / под ред. А.В. Клименко. М.: Мосэнерго, 2023. Вып. 4.
  31. **Оценки** возможностей снижения выбросов парниковых газов при сжигании топлив в котлах ТЭС и котельных / П.В. Росляков, Б.А. Рыбаков, М.А. Савитенко, И.Л. Ионкин, Б. Лунинг // Теплоэнергетика. 2022. № 9. С. 97–106. <https://doi.org/10.56304/S0040363622090041>
  32. **Gas turbine innovations, with or without hydrogen** / Rory Pasquariello // Turbomachi. Int. 2020. Nov/Dec. <https://www.turbomachinerymag.com/view/gas-turbine-innovation-with-or-without-hydrogen> (Дата обращения: 20.10.2023.)
  33. **Öberg S., Odenberger M., Johnsson F.** Exploring the competitiveness of hydrogen-fueled gas turbines in future energy systems // Int. J. Hydrogen Energy. 2022. V. 47. P. 624–644. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.10.035>
  34. **Исследование** камеры сгорания газовых турбин SGT-700/-800 на гибкость по топливу и нагрузке / А. Ланц, А. Линдхолм, Д. Ларфельдт, А.А. Сабах, Х. Ким, С.-И. Мёллер, М. Рихтер, К. Бракманн, М. Альден // Турбины и дизели. 2020. № 6. С. 28.
  35. <https://elektroportal.ru/news/science/85433>

## Assessment of the Potential for Decarbonization of the Russian Thermal Power Industry Based on Bat Implementation

P. V. Roslyakov<sup>a, \*</sup>, A. V. Sergeeva<sup>a</sup>, T. V. Guseva<sup>b</sup>, and V. V. Rudomazin<sup>b</sup>

<sup>a</sup> National Research University Moscow Power Engineering Institute, Moscow, 111250 Russia

<sup>b</sup> Research Institute Center for Environmental Industrial Policy, Mytishchi, Moscow oblast, 141006 Russia

\*e-mail: RoslyakovPV@mpei.ru

**Abstract**—Thermal energy is one of the main sources of anthropogenic greenhouse gas emissions. To fulfill Russia's obligations to reduce greenhouse gas emissions under the Paris Climate Agreement, it is planned to focus in the energy sector on the development and implementation of cleaner technologies for the use of energy fuels, hydrogen and hydrogen-containing mixtures, the decommissioning of obsolete equipment, and the accelerated introduction of new efficient energy plants. As part of the study, an assessment was made of the real possibilities of decarbonization of the Russian heat and power industry through the implementation of priority measures provided for in the Strategy for the Socio-Economic Development of Russia with Low Greenhouse Gas Emissions until 2050. For this purpose, a comparison was made of the carbon intensity of various technologies for generating electrical and thermal energy, taking into account the type of thermal power engineering enterprises and the efficiency of power steam turbine, gas turbine, and combined-cycle gas plants burning various types of fuel. Possibilities for reducing CO<sub>2</sub> emissions were assessed due to improving the quality of solid fuel, the transition from burning coal to burning natural gas, the introduction of combined-cycle gas plants, increasing the efficiency of power plants, decommissioning obsolete equipment, and the use of hydrogen-containing gases and pure hydrogen as fuel.

**Keywords:** greenhouse gases, carbon dioxide CO<sub>2</sub>, mass and specific emissions, combustion of organic fuels, best available technologies, separate generation of thermal and electrical energy, natural gas, hydrogen-containing gases, pure hydrogen