

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ О ПРОИЗВОДИМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

К.М. Кляус,

старший научный сотрудник Санкт-Петербургского научного центра Российской академии наук, кандидат технических наук
klyaus@spbrc.nw.ru

О.Д. Пожарская,

младший научный сотрудник Санкт-Петербургского научного центра Российской академии наук
olesya@spbrc.nw.ru

Статья посвящена оценке выбросов загрязняющих веществ тепловыми электростанциями и котельными. В отличие от существующих методик, в настоящей работе в качестве исходного параметра для расчёта валовых выбросов предложен расход топлива в энергетическом эквиваленте, соответствующий данным по выработанной электрической и/или тепловой энергии. Такой подход используется при количественной оценке выбросов парниковых газов. Методика позволяет получить расчётный прогноз основных вредных выбросов в случаях отсутствия полной или достоверной информации по количеству израсходованного топлива и при проектировании объектов энергетики на основе заданной проектной мощности.

Ключевые слова: выбросы вредных веществ, тепловая энергия, расход топлива в энергетическом эквиваленте, методика расчёта загрязнения атмосферы

УДК 502.5 ББК 20.1

Введение. Теоретические основы расчётного прогноза выбросов загрязняющих веществ в атмосферу к настоящему времени достаточно хорошо разработаны и положены в основу нормативных документов и справочной литературы [1–7]. Исходными данными для расчётов являются параметры выброса, характеристики источника и метеоусловия для заданной расчётной точки. Важнейшими параметрами выброса, от

которых зависит оценка концентраций загрязняющих веществ, являются масса вещества, выбрасываемого в атмосферу (мощность выброса) и расход газо-воздушной смеси через устье источника (трубы). Эти параметры определяются эмпирическим путём на основе статистической обработки результатов замеров в течение определённых интервалов времени осреднения. Для практических целей существуют рекомендации по

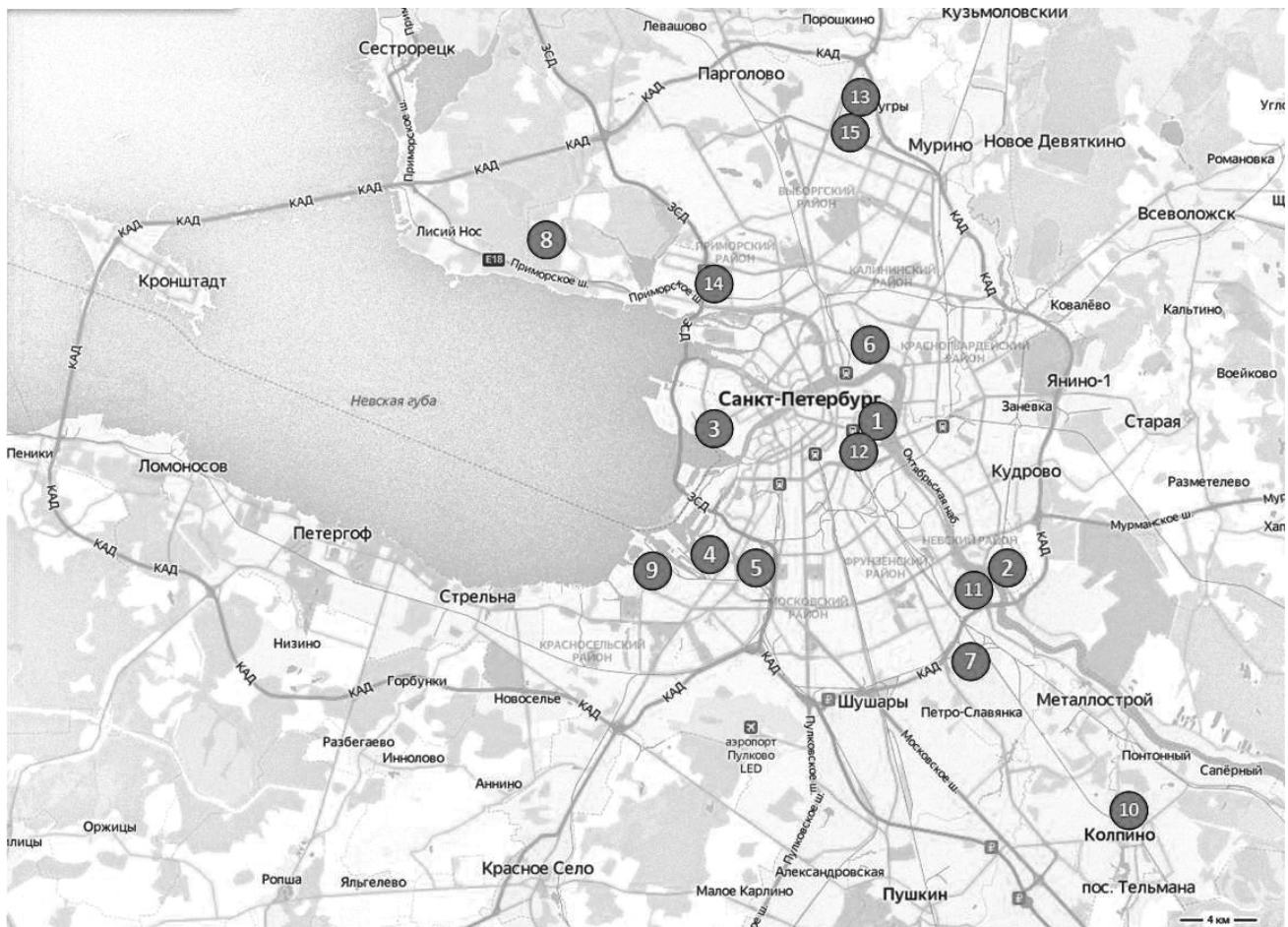


Рис. 1. Карта-схема расположения ТЭС и ТЭЦ Санкт-Петербурга

1 – Центральная ТЭЦ; 2 – Правобережная ТЭЦ (ТЭЦ-5); 3 – Василеостровская ТЭЦ (ТЭЦ-7); 4 – Первомайская ТЭЦ (ТЭЦ-14); 5 – Автоовская ТЭЦ (ТЭЦ-15); 6 – Выборгская ТЭЦ (ТЭЦ-17); 7 – Южная ТЭЦ (ТЭЦ-22); 8 – Северо-Западная ТЭЦ; 9 – Юго-Западная ТЭЦ; 10 – Новоколпинская ТЭЦ (ГСР ТЭЦ); 11 – ТЭЦ Генерирующей компании «Обуховоэнерго» (БТЭЦ-1); 12 – ТЭЦ ОАО «НПО ЦКТИ»; 13 – ГТ ТЭЦ завода «Балтика-Санкт-Петербург»; ЭС котельной «Приморская»; ЭС котельной «Парнас-4».

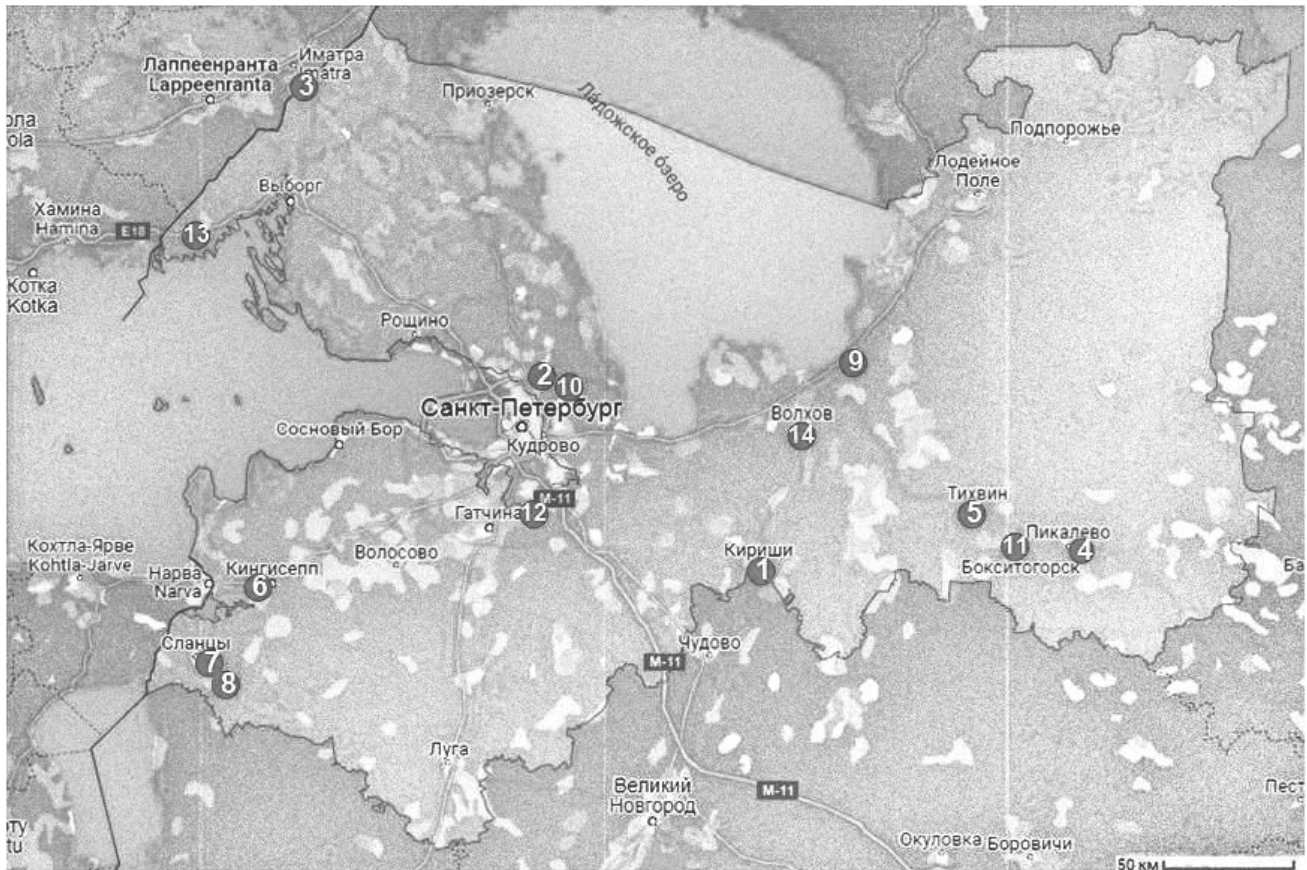


Рис. 2. Карта-схема расположения ТЭС и ТЭЦ Ленинградской области

1 — Киришская ГРЭС; 2 — Северная ТЭЦ (ТЭЦ-21); 3 — ТЭЦ ЗАО «Интерн. Пейпер»; 4 — ТЭЦ ООО «Пикалёвский глинозёмный завод»; 5 — Тихвинская ТЭЦ; 6 — ТЭЦ ООО «ПГ «Фосфорит»; 7 — ТЭЦ ООО «Сланцы»; 8 — ГП-ТЭЦ ООО «Петербургцемент»; 9 — ТЭС-2 ОАО «Сяьский ЦБК»; 10 — Всеволожская ГТ ТЭЦ; 11 — ТЭЦ Бокситогорского глинозёмного завода; 12 — ТЭЦ АО «Кнауф Петроборд»; 13 — ТЭС КСПГ «Портовая»; 14 — Волховская ТЭЦ.

их выбору. Мощность выброса определяется как функция количества израсходованного топлива в абсолютных единицах (тоннах, кубических метрах), поэтому для выполнения таких расчётов требуется информация по видам и количеству использованного топлива.

В отличие от существующих методик, в настоящей работе в качестве исходного параметра предложен расход топлива в энергетическом эквиваленте, соответствующий данным по выработанной электрической и тепловой энергии. Такой подход положен в основу алгоритмов расчёта выбросов парниковых газов, которые предусматривают определение объёма диоксида углерода и других компонентов продуктов сгорания органического топлива по статистическим показателям, достоверность которых подтверждается обработкой большого количества экспериментальной информации [8–10].

Энергетика Санкт-Петербурга и Ленинградской области. Чтобы составить представление о масштабах проблемы выбросов объектами энергетики, рассмотрим в качестве примера Санкт-Петербург и Ленинградскую область. Оба субъекта Федерации являются частью Объединённой энергосистемы Северо-Запада. В Санкт-Петербурге эксплуатируются 13 теплоэлектроцентрали (с учётом Северной ТЭЦ, расположенной во Всеволожском районе) и 3 электростанции крупных промышленных предприятий общей мощностью около 4500 МВт, которые обеспечивают ежегодный объём производства электроэнергии около 20 млрд кВт ч [11, 12]. На территории Ленинградской области расположены 16 ТЭС и ТЭЦ. Годовая выработка электроэнергии в области составляет около 8 млрд кВт ч [13, 14]. Теплоснабжение Санкт-Петербурга и Ленинградской области помимо ТЭЦ обеспечивают около двух тысяч котельных, работающих в пределах отопительного сезона (с сентября по май). Схемы расположения ТЭС и ТЭЦ Санкт-Петербурга и Ленинградской области представлены на рис. 1 и 2. Основным видом топлива для объектов энергетики

нашего региона является природный газ. Сжигание органического топлива приводит к выбросу в атмосферу многих тысяч тонн загрязняющих веществ и нескольких миллионов тонн парниковых газов.

Основной состав вредных выбросов. К основным загрязняющим веществам принято относить оксиды азота (NO и NO_2), углерода (CO и CO_2) и серы (SO_2 и SO_3). В случае использования в качестве топлива природного газа оксиды серы и летучая зола практически отсутствуют. Из продуктов неполного сгорания обычно выделяют оксид углерода (CO).

В соответствии с введёнными в действие Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 30.05.2003 № 114 гигиеническими нормативами [15] регламентируются предельно допустимые концентрации загрязняющих веществ некоторых вредных выбросов (табл. 1). Большинство химических веществ при их одновременном присутствии в атмосферном воздухе обладают суммацией воздействия. Необходимое условие безопасности суммарной концентрации записывается следующим образом:

$$\frac{C_1}{\text{ПДК}_1} + \frac{C_2}{\text{ПДК}_2} + \dots + \frac{C_n}{\text{ПДК}_n} \leq 1$$

где C_1, C_2, \dots, C_n — фактические концентрации веществ в атмосферном воздухе;

$\text{ПДК}_1, \text{ПДК}_2, \dots, \text{ПДК}_n$ — предельно допустимые концентрации тех же веществ.

Названия веществ в табл. 1 приведены в алфавитном порядке в соответствии с правилами Международного союза теоретической и прикладной химии, (International Union of Pure and Applied Chemistry, IUPAC). Регистрационные номера соответствуют классификации Chemical Abstracts Service (CAS). Классы опасности — по ГОСТ 12.1.007–76 [16]:

- 1 класс — чрезвычайно опасные;
- 2 класс — высоко опасные;

3 класс — умеренно опасные;
4 класс — мало опасные.

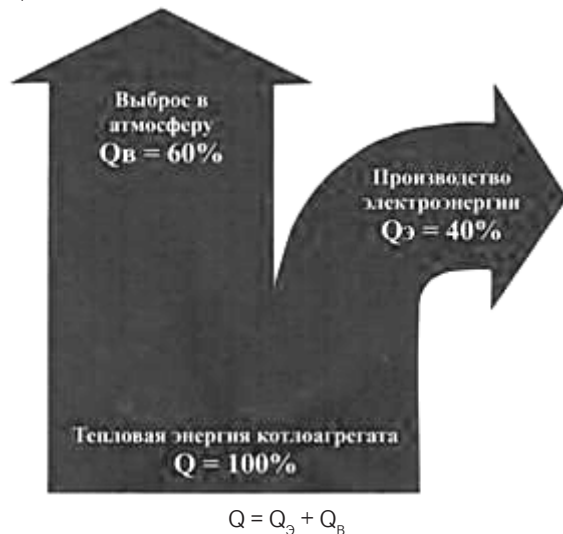
Предельно допустимые концентрации и классы опасности основных вредных веществ [15, 16]

Порядковый номер	Наименование вещества	Регистрационный номер CAS	Формула	Величина ПДК, мг/м ³		Класс опасности
				максимальная разовая	среднесуточная	
4	Азота диоксид	10102-44-0	NO ₂	0,085	0,040	2
6	Азот (II) оксид	10102-43-9	NO	0,040	0,660	3
286	Мазутная зола теплоэлектростанций (в пересчете на ванадий)			—	0,002	2
463	Сера диоксид	7446-09-5	SO ₂	0,500	0,050	3
521	Углерод оксид	630-08-0	CO	5,000	3,000	4

Общие потери энергии в окружающую среду могут достигать 50–70% химической энергии топлива, в зависимости от его вида, технологии сжигания топлива и технических характеристик устройств. Потoki тепловой энергии, характерные для выработки электричества и тепла представлены на рис.3. Приведенные значения распределения энергии отражают порядок величин и могут варьироваться в пределах ±(5–10)% в зависимости от реальных условий.

Нормативы удельных выбросов определяют с использованием действующих нормативно-методических документов по нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от объектов теплоэнергетики [2–4].

а)



б)

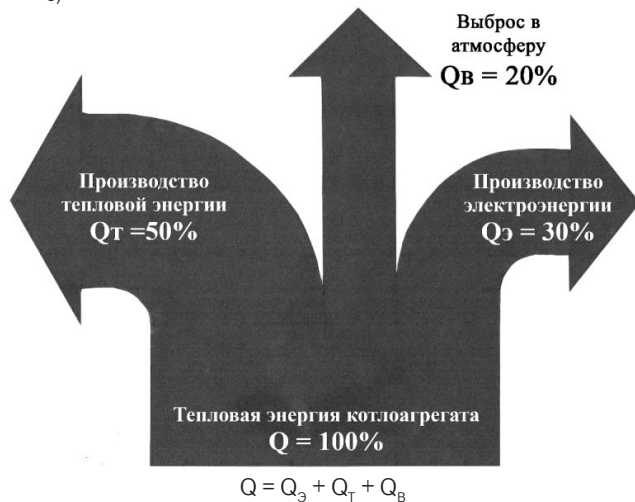


Рис. 3. Распределение тепловой энергии выделенной при сгорании топлива: а) ТЭС, б) ТЭЦ

Оценка удельных выбросов производится для условий работы котельной установки (котлоагрегата, водогрейного котла) при максимальном расходе сжигаемого топлива наихудшего качества (наименьшая теплота сгорания, наибольшие содержания мазутной золы, серы и т.д.) и максимальной нагрузке. За максимальную концентрацию загрязняющего вещества принимается наибольшая концентрация загрязняющего вещества при наихудших условиях работы оборудования при нормальных условиях. Единицей измерения концентрации обычно является мг/м³. Определение максимальных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу проводится согласно [7].

Типовая методика расчётной оценки вредных выбросов.

В зависимости от мощности и производительности котельных установок разработаны различные методики количественного прогноза загрязняющих веществ. Ниже приводится краткое изложение общепринятой методики, предназначенной для расчета выбросов газообразных продуктов сгорания природного газа и мазута применительно к промышленным котельным установкам тепловой мощностью W_{КА} до 20 Гкал·ч (производительностью р_{КА} до 30 т/ч).

Как отмечалось выше, при сжигании газа в атмосферу выбрасываются диоксид азота и оксид углерода. При сжигании мазутов с дымовыми газами выбрасываются оксиды азота, углерода, серы и мазутная зола (в пересчете на соединения ванадия).

Валовые выбросы загрязняющих веществ зависят как от количества и вида топлива, так и от типа установки. Исходные данные о потреблении топливных ресурсов представляются в физических единицах (тыс. т, тыс. м³ и т.д.) или в унифицированных энергетических единицах — тоннах условного топлива (т у.т.). Для преобразования этих данных в энергетические единицы (в системе СИ — джоуль) используются значения низшей теплотворной способности топлива (калорийные эквиваленты), взятые с учетом свойств отечественных видов топлива.

1. Валовый выброс оксидов азота (NO_x) в пересчете на диоксид азота (NO₂), т/год:

$$M_{NO_2} = m \cdot Q^H \cdot K_{NO_2} \cdot (1 - \beta) \cdot 10^{-3}, \quad (1)$$

где m — количество израсходованного топлива в год, т (тыс. м³); Q^H — низшая теплота сгорания натурального топлива, МДж/кг (МДж/м³):

$$Q^H = \begin{cases} 35,80 - 41,75 - \text{природный газ} ; \\ 39,85 - 40,30 - \text{мазут} \end{cases}$$

K_{NO₂} — параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на один ГДж тепла, кг/ГДж, для которого авторами рекомендована аппроксимационная зависимость в виде логарифмической функции от мощности котельной установки (рис. 4), дающая достоверную оценку (R² = 0,9676) при 0 < W_{КА} ≤ 20 Гкал·ч:

$$K_{NO_2} = 0,01 \cdot \ln(W_{КА}) + 0,0852 ;$$

W_{КА} — тепловая мощность, Гкал·ч;

β — коэффициент, зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений (при W_{КА} ≤ 20 Гкал·ч принимается равным β = 0).

2. Валовый выброс оксида углерода (CO), т/год:

$$M_{CO} = C_{CO} \cdot m \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot 10^{-3} \quad (2)$$

где C_{CO} — выход оксида углерода при сжигании топлива, кг/т, (кг/тыс. м³), определяемый по формуле

$$C_{CO} = q_3 \cdot R \cdot Q^H ;$$

q₃ — потери теплоты вследствие химической неполноты сгорания топлива, % (для сжигания газа и мазута в камерных топках q₃ = 0,5%);

q₄ — потери теплоты вследствие механической неполноты сгорания, % (q₄ = 0);

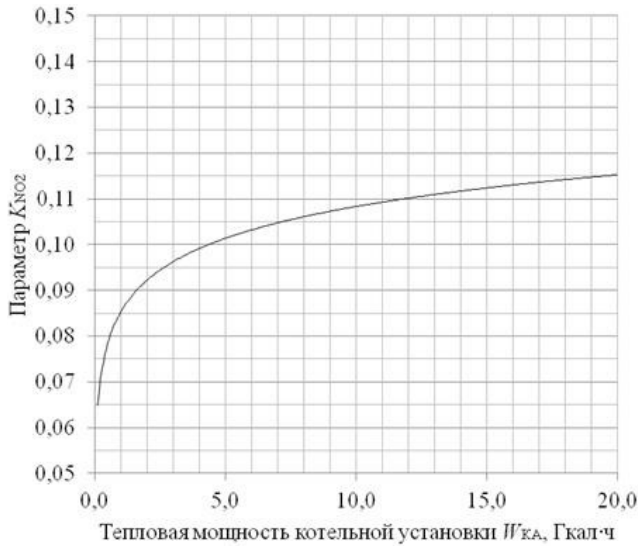


Рис. 4. Параметр K_{NO_2} как функция тепловой мощности $W_{КА}$

R — коэффициент, учитывающий долю потери теплоты вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленный наличием в продуктах сгорания оксида углерода:

$$R = \begin{cases} 0,50 & \text{— природный газ} \\ 0,65 & \text{— мазут} \end{cases}$$

3. Валовый выброс оксидов серы (SO_x) в пересчете на диоксид серы (SO_2) (определяется только для жидкого топлива), т/год:

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot m \cdot S \cdot (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2}), \quad (3)$$

где S — содержание серы в топливе, %

$$S = \begin{cases} 0,0 & \text{— природный газ;} \\ 0,5 - 1,9 & \text{— мазут} \end{cases}$$

η'_{SO_2} — доля оксидов серы, связываемых летучей золой топлива.

$$\eta'_{SO_2} = \begin{cases} 0,00 & \text{— природный газ;} \\ 0,02 & \text{— мазут} \end{cases}$$

η''_{SO_2} — доля оксидов серы, улавливаемых в золоуловителе (для сухих золоуловителей принимается равной $\eta''_{SO_2} = 0$).

4. Валовый выброс мазутной золы в пересчете на ванадий (V) (определяется только для жидкого топлива), т/год:

$$M_V = 10^{-6} \cdot q_v \cdot m \cdot (1 - n_{OC}) \cdot (1 - \eta_v), \quad (4)$$

где q_v — содержание оксидов ванадия в мазуте, г/т:

$$q_v = \frac{4000 \cdot A}{1,8}$$

$$A = \begin{cases} 0,0 & \text{— природный газ;} \\ 0,1 & \text{— мазут} \end{cases}$$

n_{OC} , η_v — коэффициенты оседания и улавливания оксидов ванадия ($n_{OC} = 0$, $\eta_v = 0$).

Представленная схема расчётной оценки валовых выбросов загрязняющих веществ (формулы 1–4), изложенная в соответствии с методическими указаниями [6], является упрощённой и даёт общее представление о процедуре расчётов.

Расчёт вредных выбросов на основе данных по выработанной энергии. Основную долю выбросов продуктов сгорания топлива составляют углекислый газ (при сжигании природного газа до 80%, мазута — до 66% [17]) и пары воды (для природного газа до 19% и мазута — до 33% [17]), которые, как правило, не подлежат санитарно-эпидемиологическому нормированию. Тем не менее, углекислый газ является основным парниковым газом, снижение выбросов которого признано необходимым условием устойчивого и сбалансированного развития экономики Российской Федерации [18]. Для различных видов органического топлива существуют устойчивые соотношения между компонентами дымовых газов, которые с определённой степенью точности можно нормировать относительно компонента CO_2 . В свою очередь, расчёт выбросов углекислого газа для случая стационарного сжига-

ния топлива на объектах энергетики может быть выполнен по методикам количественного определения объёма выбросов парниковых газов [8–10].

Ниже приводится предлагаемая авторами методика оценки вредных выбросов, в основу которой положен расчёт объёмов углекислого газа на основании данных по выработанной электрической или тепловой энергии. Методика справедлива для общего случая (ТЭЦ).

Расчёт объёма выбросов углекислого газа производится по формуле (5) [10]:

$$M_{CO_2} = Q \cdot EF_{CO_2}, \quad (5)$$

где M_{CO_2} — валовый выброс диоксида углерода, кг;

Q — энергетический эквивалент, израсходованного на производство энергии, топлива выраженное в энергетических единицах — ТДж (справочная информация о калорийных эквивалентах топлив приведена в Методологических положениях [19]);

EF_{CO_2} — коэффициент пересчёта, выраженный в кг/ТДж для выбросов диоксида углерода (в скобках указан диапазон изменения, рекомендуемый методикой [10]):

$$EF_{CO_2} = \begin{cases} 56\ 100 & \text{(интервал 54\ 300–58\ 300) — природный газ} \\ 77\ 400 & \text{(интервал 75\ 500–78\ 800) — топочный мазут} \end{cases}$$

Объём выбросов основных загрязняющих веществ представляется как линейная функция валового выброса диоксида углерода.

1. Валовый выброс оксидов азота (NO_x) в пересчете на диоксид азота (NO_2), т/год:

$$M_{NO_2} = M_{CO_2} \cdot w_{NO_2} \quad (6)$$

2. Валовый выброс оксида углерода (CO), т/год:

$$M_{CO} = M_{CO_2} \cdot w_{CO} \quad (7)$$

3. Валовый выброс оксидов серы (SO_x) в пересчете на диоксид серы (SO_2) (определяется только для жидкого топлива), т/год:

$$M_{SO_2} = M_{CO_2} \cdot w_{SO_2} \quad (8)$$

Коэффициенты приведения w_i в формулах (5)–(7) для природного газа принимают значения:

$$w_{NO_2} = 0,001340 \pm 0,000450;$$

$$w_{CO} = 0,005000 \pm 0,000500;$$

$$w_{SO_2} = 0,000000.$$

Числовые значения для w_i получены авторами в результате обработки опубликованных данных [17]. Нормировка компонентов выбросов по отношению к диоксиду углерода сводит расчёт к определению объёма выброса одного компонента по формуле (5), остальные компоненты определяются через коэффициенты приведения.

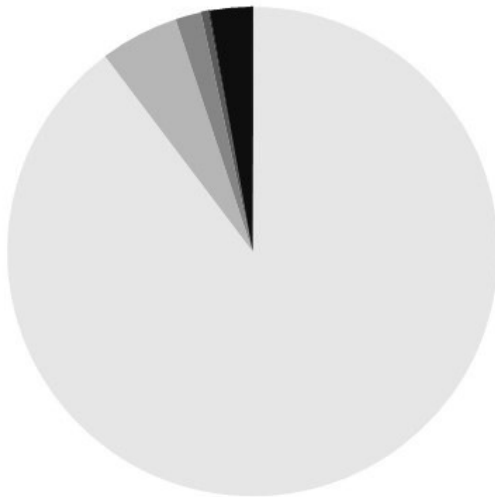
Значения коэффициентов w_i для мазута в настоящее время уточняются. Номенклатура вредных выбросов может быть расширена в дальнейших исследованиях.

Расчётная проверка предложенной методики.

Для иллюстрации практического применения методики рассмотрим котельную, обслуживающую комплекс зданий Российской академии наук по адресу Санкт-Петербург, Университетская набережная, д. 5. Отопительный период составляет 5280 часов в год.

В составе основного оборудования два автоматизированных водогрейных котла марки ROCA CPA-1100 с номинальной тепловой мощностью 1280 кВт каждый. Коэффициент полезного действия 90,6%, давление в системе 5 бар, максимальная температура теплоносителя 100°C.

Котельная работает на природном газе, поставляемом по газопроводу Серпухов-Ленинград. Компонентный состав природного газа, используемого в качестве органического топлива на объектах промышленности, в том числе, в энергетике варьируется в широких пределах. Поэтому в ГОСТ 5542–2014 [20] он не нормируется. Примерный состав газа, используемого при производстве тепловой энергии для отопительной системы, приводится на рис. 5. Низшая теплота сгорания газа принята равной $Q^{HO} = 37,43$ МДж/м³ [1].



- Метан CH₄ (89,7%)
- Пропан C₃H₈ (1,7%)
- Изопентан C₅H₁₂ (0,1%)
- Диоксид углерода CO₂ (0,1%)
- Этан C₂H₆ (5,2%)
- Изобутан C₄H₁₀ (0,5%)
- Азот молекулярный N₂ (2,7%)

Рис. 5. Компонентный состав природного газа (газопровод Серпухов-Ленинград [1])

Исходные данные для расчётов представлены на рис. 6 и 7.

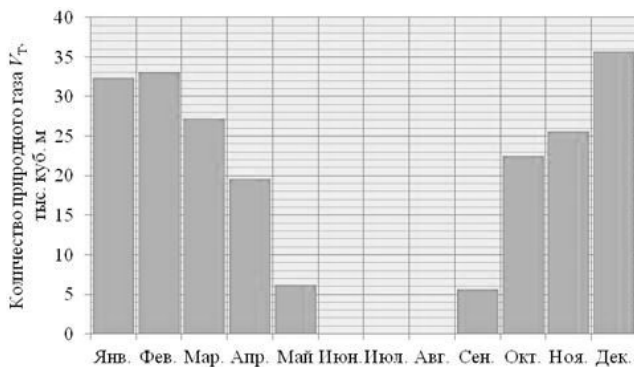


Рис. 6. Расход природного газа при работе водогрейных котлов в пределах отопительных сезонов

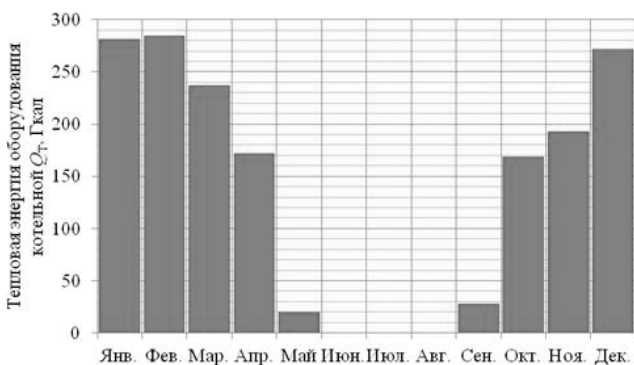


Рис. 7. Выработка тепловой энергии оборудованием котельной в пределах отопительных сезонов (с учётом коэффициента полезного действия)

Сводные данные:

Общий годовой расход природного газа: 207,643 тыс. м³
 Общее годовое количество выработанной тепловой энергии 1 837,796 Гкал

Схема пересчёта абсолютных единиц количества топлива и выработанной тепловой энергии представлена на рис. 8.

Приведенная на рис. 8 схема показывает возможность использования для расчёта величины Q данных, как по количеству топлива в абсолютных единицах V_T (правая ветвь),

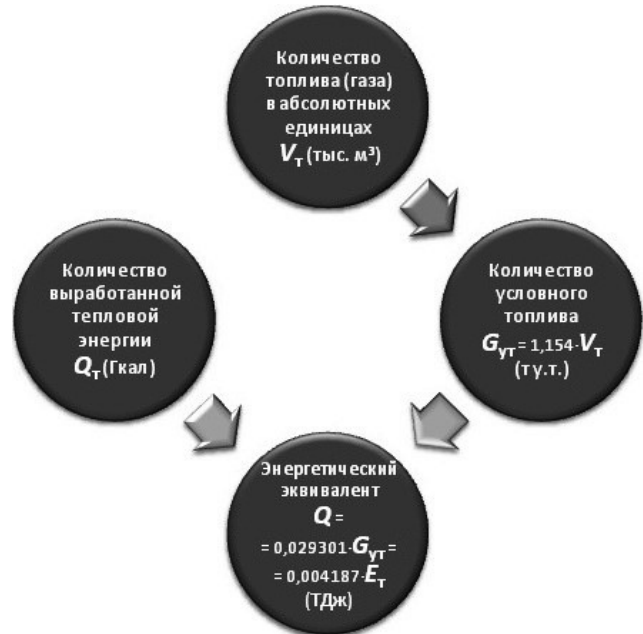


Рис. 8. Перевод абсолютных единиц объёма природного газа V_T (тыс. м³) и выработанной тепловой энергии Q_T (Гкал) в их энергетический эквивалент Q (ТДж)

так и по выработанной полезной энергии Q_T (левая ветвь), что свидетельствует об очевидном преимуществе предложенного подхода — его универсальности. Для других видов топлива подобные схемы будут отличаться коэффициентами.

Результаты расчёта приводятся в табл. 2 и на рис. 9.

Таблица 2

Результаты расчёта валовых выбросов. Сравнительные данные

	Наименование расчётного параметра	Размерность	Результаты расчёта	
			Действующая методика (формулы 1–4)	Предложенная методика (формулы 5–8)
1	Валовый выброс диоксида углерода (CO ₂)	т/год	не определён	431,681
2	Валовый выброс оксидов азота (NO _x) в пересчёте на диоксид азота (NO ₂)	т/год	0,585	0,579
3	Валовый выброс оксида углерода (CO)	т/год	1,943	2,158
4	Валовый выброс оксидов серы (SO _x) в пересчёте на диоксид серы (SO ₂)	т/год	0,000	0,000

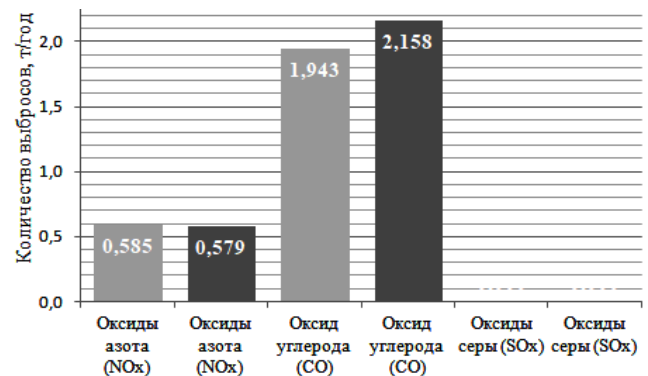


Рис. 9. Результаты расчёта валовых выбросов. Сравнительные данные

Как следует из представленных расчётных данных, обе методики показали хорошую сходимость результатов расчётного прогноза искомых величин. Тем не менее, верификация методики требует новых исследований и большого количества

расчётных экспериментов. Необходимо отметить, что аналогичные результаты были получены АО «НИИ Атмосфера» в ежегодном сводном отчёте загрязнения воздуха (расчёт, выполненный АО «НИИ Атмосфера», показал значение выбросов оксида углерода на 20% больше, полученного в настоящей работе).

Выводы. Результатом настоящей работы является методика расчётного прогноза объёмов загрязнений атмосферного воздуха объектами энергетики. Новизна предложенного подхода заключается в том, что в основу расчёта валовых выбросов загрязняющих веществ положен объём выработки электрической или тепловой энергии за рассматриваемый период, в то время как традиционные методики базируются на количестве израсходованного топлива в абсолютных единицах.

В некоторых случаях такой подход обладает преимуществами, например, при проектировании объектов электроэнергетики, когда мощность станции является важнейшим параметром технического задания. Прогноз объёма выбросов загрязняющих веществ, оценка и оптимизация параметров технических решений системы отведения дымовых газов в этом случае значительно облегчаются. В развитие настоящей работы необходимо увеличить номенклатуру загрязняющих веществ, как газообразных, так и золы, и, соответственно, номенклатуру видов органического топлива.

Авторы выражают благодарность сотруднику СПбНЦ РАН О.А. Деберсковой за предоставленные данные по работе котельной.

Статья поступила в редакцию 05.08.2022.

Список использованных источников:

1. Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 тонн пара в час или менее 20 Гкал в час (с учётом методического письма НИИ «Атмосфера» №335/33–07 от 17 мая 2000 года). — СПб.: Фирма «Интеграл», 1999. — 76 с.
2. РД 153–34.02.303–98. Инструкция по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для тепловых электростанций и котельных. — М.: ПАО «ЕЭС России», 1998. — 64 с.
3. РД 34.02.305–98. Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. — М.: ПАО «ЕЭС России», 1998. — 35 с.
4. Методика расчета и установления максимальных допустимых удельных выбросов для действующих котельных установок тепловых электростанций. СТО 70238424.13.020.30.002–2010. — М.: НП «ИНВЭЛ», 2010. — 17 с.
5. Сборник методик по расчёту выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. — Л.: Гидрометеоиздат, 1986. — 183 с.
6. Расчёт выбросов загрязняющих веществ при сжигании топлива в котлоагрегатах котельных: Методическое пособие / Сост. Л.И. Бондалетова, В.Т. Новиков, Н.А. Алексеев. — Томск: Изд. ТПУ, 2000. — 39 с.
7. Методы расчётов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе / Утверждены приказом Минприроды России от 06.06.2017 №273.
8. Методические рекомендации по проведению добровольной инвентаризации объёма выбросов парниковых газов в субъектах Российской Федерации / Утверждены распоряжением Минприроды России от 16.04.2015 г. №15-р.
9. Методические указания и руководство по количественному определению объёма выбросов парниковых газов организациями, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность в Российской Федерации / Утверждены приказом Минприроды России от 30.06.2015 №300.
10. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Vol. 2. Energy / Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme. — The Institute for Global Environmental Strategies (IGES). 2006.
11. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Санкт-Петербурга на 2021–2025 годы. — Администрация Санкт-Петербурга. Дата обращения 14.07.2022.
12. Схема теплоснабжения Санкт-Петербурга на период до 2033 года (актуализация на 2021 год). Обосновывающие материалы. Книга 1. Глава 1. Том 1. — Администрация Санкт-Петербурга. Дата обращения 14.07.2022.
13. Схема и программа развития электроэнергетики Ленинградской области на 2021–2025 годы. Пояснительная записка. Том 1. Книга 1. Часть 1. 2021. — 236 с.
14. Схема и программа развития электроэнергетики Ленинградской области на 2021–2025 годы (в части теплоснабжения). Том 1. Книга 3. 2021. — 138 с.
15. ГН 2.1.6.1338–03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населённых мест: Гигиенические нормативы. — М.: Российский регистр потенциально опасных химических и биологических веществ Минздрава РФ, 2003. — 86 с.
16. ГОСТ 12.1.007–76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. — М.: Стандартинформ, 2007. — 7 с.
17. Защита атмосферы от промышленных загрязнений: Справ. изд. в 2-х частях. Под ред. С. Калверта и Г.М. Инглунда / Пер. с англ. — М.: Металлургия, 1988.
18. Федеральный закон «Об ограничении выбросов парниковых газов» от 02.07.2021 №296-ФЗ [Электронный ресурс] Доступ из справочно-правовой системы «Консультант Плюс» (Дата обращения 13.07.2022).
19. Постановление Госкомстата «Об утверждении «Методологических положений по расчёту топливно-энергетического баланса Российской Федерации в соответствии с международной практикой» от 23.06.1999 №46.
20. ГОСТ 5542–2014 Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. — М.: Стандартинформ, 2015. — 8 с.