

**Охрана окружающей среды и природопользование. Климат
Выбросы и поглощение парниковых газов
ПРАВИЛА РАСЧЕТА ВЫБРОСОВ ЗА СЧЕТ ВНЕДРЕНИЯ
МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ, ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ
ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ**

**Ахова навакольнага асяроддзя і прыродакарыстанне. Клімат
Выкіды і паглыннанне цяплічных газаў
ПРАВИЛЫ РАЗЛІКУ ВЫКІДАУ ЗА КОШТ УКАРАНЕННЯ
МЕРАПРЫЕМСТВАУ ПА ЭНЕРГАЗБЕРАЖЭННЮ, АДНАУЛЯЛЬНЫХ
КРЫНІЦ ЭНЕРГІІ**

Издание официальное



Минприроды

Минск

Ключевые слова: выбросы парниковых газов, изменение климата, мероприятия по энергосбережению, возобновляемые источники энергии, сжигание топлива

Предисловие

Цели, основные принципы, положения по государственному регулированию и управлению в области технического нормирования и стандартизации установлены Законом Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации».

Цели, основные принципы, положения по государственному регулированию и управлению техническим нормированием и стандартизацией в области охраны окружающей среды установлены Законом Республики Беларусь «Об охране окружающей среды».

1 РАЗРАБОТАН Проектом ПРООН/ГЭФ «Устранение препятствий в повышении энергетической эффективности предприятий государственного сектора Беларуси» и управлением регулирования воздействий на атмосферный воздух и водные ресурсы Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь

ВНЕСЕН управлением регулирования воздействий на атмосферный воздух и водные ресурсы Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь

2 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 5 сентября 2011 г. № 13-Т

3 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Настоящий технический кодекс установившейся практики не может быть воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Минприроды Республики Беларусь

ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

Охрана окружающей среды и природопользование. Климат

Выбросы и поглощение парниковых газов

**ПРАВИЛА РАСЧЕТА ВЫБРОСОВ ЗА СЧЕТ ВНЕДРЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ
ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ, ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ**

Ахова навакольнага асяроддзя і прыродакарыстанне. Клімат

Выкіды і паглашчэнне цяплічных газаў

**ПРАВИЛЫ РАЗЛІКУ ВЫКІДАУ ЗА КОШТ УКАРАНЕННЯ МЕРАПРЫЕМСТВАУ
ПА ЭНЕРГАЗБЕРАЖЭННЮ, АДНАУЛЯЛЬНЫХ КРЫНІЦ ЭНЕРГІІ**

Environmental protection and nature use. Climate

Emissions and absorptions of greenhouse gases

Rules for calculation the emissions after implementation of energy efficiency measures,
use of renewable energy sources

Дата введения 2012-01-01

1 Область применения

Настоящий технический кодекс установившейся практики (далее – технический кодекс) устанавливает правила расчета выбросов парниковых газов в атмосферный воздух при сжигании различных видов топлива, при переводе (переходе) технологического оборудования с одного вида топлива на другой, при внедрении в производство мероприятий по энергосбережению, при использовании вторичных энергетических ресурсов, возобновляемых источников энергии.

Требования настоящего технического кодекса применяются при оценке выбросов парниковых газов в атмосферный воздух, которые используются при:

- оценке воздействия на атмосферный воздух и проведении государственных экспертиз;
- подготовке предложений о реализации проектов совместного осуществления (PIN);
- разработке проектной документации на возведение, реконструкцию, ремонт, реставрацию, благоустройство, снос объектов, оказывающих воздействие на окружающую среду;
- подготовке бизнес-планов, инвестиционных проектов;
- ведении отчетности о выбросах парниковых газов в атмосферный воздух;
- иных мероприятиях по смягчению воздействия на климат и охране атмосферного воздуха, предусмотренных законодательством Республики Беларусь.

Парниковыми газами, подлежащими оценке в настоящем техническом кодексе, являются газы, регулируемые Киотским протоколом к Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата: двуокись углерода (CO₂), закись азота (N₂O) и метан (CH₄).

Методология настоящего технического кодекса соответствует подходам к оценке выбросов парниковых газов, изложенным в руководящих и методических документах Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК), Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата (РКИК ООН) и Киотского протокола [3,5,6].

В настоящем техническом кодексе не учитываются выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух, связанные со сжиганием топлива в котельных

ТКП 17.09-01-2011

установках. Порядок определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при сжигании топлива в котельных установках установлен в ТКП 17.08-01, ТКП 17.08-04.

В настоящем техническом кодексе не учитываются выбросы загрязняющих веществ и парниковых газов в атмосферный воздух, возникающие при пожарах (неконтролируемое горение вне специального очага) твердых горючих материалов, горючих газов, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, коммунальных отходов и других материалов. Правила расчета выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов в атмосферный воздух при пожарах установлены в ТКП 17.08-08.

Требования настоящего технического кодекса обязательны для применения всеми юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями, осуществляющими расчет выбросов парниковых газов при внедрении мероприятий по энергосбережению, использовании вторичных энергетических ресурсов, возобновляемых источников энергии.

2 Нормативные ссылки

В настоящем техническом кодексе использованы ссылки на следующие технические нормативные правовые акты в области технического нормирования и стандартизации (далее - ТНПА):

ТКП 17.08-01-2006 (02120) Охрана окружающей среды и природопользование. Атмосфера. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Порядок определения выбросов при сжигании топлива в котлах теплопроизводительностью до 25 МВт

ТКП 17.08-04.2006 (02120) Охрана окружающей среды и природопользование. Атмосфера. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Порядок определения выбросов при сжигании топлива в котлах, теплопроизводительностью более 25 МВт

ТКП 17.08-08-2007 (02120) Охрана окружающей среды и природопользование. Атмосфера. Выбросы загрязняющих веществ и парниковых газов в атмосферный воздух. Правила расчета выбросов при пожарах

ГОСТ 31188-2003 Энергосбережение. Ресурсы энергетические вторичные. Методика определения показателей выхода и использования

Примечание - При пользовании настоящим техническим кодексом целесообразно проверить действие ТНПА по каталогу, составленному по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году.

Если ссылочные ТНПА заменены (изменены), то при пользовании настоящим техническим кодексом следует руководствоваться замененными (измененными) ТНПА. Если ссылочные ТНПА отменены без замены, то положение, в котором дана ссылка на них, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем техническом кодексе применяют следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 базовый сценарий (базовый вариант): Сценарий (вариант), с разумной степенью вероятности отражающий такую динамику антропогенных выбросов из источников, которая существовала бы при отсутствии предложенного проекта (мероприятия).

3.2 биомасса: Материалы биологического происхождения, продукты, полностью или частично содержащие материалы растительного происхождения, которые могут быть использованы в качестве топлива для целей преобразования их энергетической компоненты.

Примечание 1 – К биомассе относятся:

- материалы растительного происхождения и растительные отходы, полученные в результате сельскохозяйственной или лесохозяйственной деятельности, быстрорастущая древесина и продукты из нее – щепа, пеллеты и т.д., которые соответствуют техническим требованиям (ТУ, ГОСТ, СТБ), предъявляемым к топливу;
- растительные отходы пищевой промышленности, которые соответствуют техническим требованиям (ТУ, ГОСТ, СТБ), предъявляемым к топливу;
- волоконные растительные отходы производства целлюлозы для изготовления бумаги, если они пригодны для получения энергии;
- отходы древесины, за исключением отходов антисептированной, химически модифицированной и радиоактивной древесины, которые могут содержать галогены, тяжелые металлы или радионуклиды в количествах, превышающих уровни, установленные действующими техническими нормативными правовыми актами для топливной древесины;

виды топлива, указанные в таблице А.1 приложения А ТКП 17.08-01.

Примечание 2 - Данное определение не распространяется на лигнин, торф, уголь.

3.3 калорийный эквивалент: Коэффициент, применяемый для пересчета низшей теплоты сгорания натурального топлива в условное топливо.

3.4 межправительственная группа экспертов по изменению климата; МГЭИК: Специальный орган ООН, учрежденный Всемирной метеорологической организацией и Программой ООН по окружающей среде для проведения оценок результатов исследования изменения климата с целью представления этих оценок лицам, принимающим политические решения.

3.5 возобновляемые источники энергии: Источники выработки электрической и тепловой энергии, использующие энергию солнца, ветра, тепла земли, естественного движения водных потоков, древесного топлива, иных видов биомассы, биогаза, а также иные источники энергии, не относящиеся к невозобновляемым.

3.6 низшая теплота сгорания топлива: Количество теплоты, выделяющейся при полном сгорании топлива без учета теплоты, израсходованной на испарение воды, содержащейся в топливе и образующейся при его сгорании.

3.7 парниковые газы: Газообразные составляющие атмосферы, как природного, так и антропогенного происхождения, которые поглощают и переизлучают инфракрасное излучение, для целей настоящего технического кодекса углерода диоксид (код 0380), азота закись (код 0381), метан (код 0410).

3.8 топливно-энергетические ресурсы; ТЭР: Совокупность всех природных и преобразованных видов топлива и энергии.

3.9 топливо: Твердый, жидкий или газообразный горючий материал, используемый для сжигания в энергетических установках.

3.10 условное топливо: Принятая при технико-экономических расчетах единица, служащая для сопоставления тепловой ценности различных видов топлива, равная 7000 ккал/кг или 29,308 МДж/кг.

3.11 энергосбережение: Организационная, научная, практическая, информационная деятельность государственных органов, юридических и физических лиц, направленная на снижение расхода (потерь) ТЭР в процессе их добычи, переработки, транспортировки, хранения, производства, использования и утилизации.

4 Правила расчета изменения уровня выбросов парниковых газов

4.1 Общие требования к расчету

4.1.1 Изменение уровня выбросов парниковых газов при внедрении мероприятий по энергосбережению, при использовании вторичных энергетических ресурсов, при

ТКП 17.09-01-2011

сжигании различных топлив и переводе оборудования с одного вида топлива на другой, при выполнении специальных проектов, совместных с отечественными или иностранными инвесторами, по передаче и внедрению новых технологий или иных мероприятий в эквиваленте CO_2 , M_{GHG} , т/год, рассчитывается по формуле

$$M_{GHG} = P_{GHG}^b - P_{GHG}^{pr} - L_{GHG}, \quad (1)$$

где P_{GHG}^b – выбросы парниковых газов в эквиваленте CO_2 в течение года по базовому сценарию, т/год, определяемые для каждого конкретного проекта в соответствии с принципами, изложенными в 5;

P_{GHG}^{pr} – выбросы парниковых газов в эквиваленте CO_2 в течение года при реализации конкретного проекта, т/год, определяемые в соответствии с 4.1.2;

L_{GHG} – дополнительные выбросы парниковых газов в эквиваленте CO_2 в течение года, т/год, определяемые в зависимости от реализуемого проекта как увеличение выбросов, связанное с сопутствующим сжиганием ископаемых видов топлива на данном источнике, как увеличение выбросов от других источников, связанное с заготовкой и доставкой биомассы, как увеличение выбросов от транспортных средств, используемых для строительства внедряемого объекта, которые рассчитываются по действующим на территории Республики Беларусь ТНПА, а также методологии, изложенной в настоящем техническом кодексе. При наличии в реализуемом проекте дополнительных источников выбросов парниковых газов и отсутствии данных о их мощности, производительности, величина L_{GHG} принимается равной $0,05 \times P_{GHG}^{pr}$.

4.1.2 Выбросы парниковых газов в эквиваленте CO_2 , P_{GHG}^{pr} , т/год, рассчитываются по формуле

$$P_{GHG}^{pr} = M_{\text{CO}_2} + 21 \times M_{\text{CH}_4} + 310 \times M_{\text{N}_2\text{O}}, \quad (2)$$

где M_{CO_2} – выбросы углерода диоксида, т/год, определяемые в соответствии с 4.1.3;

21 – коэффициент перевода 1 т CH_4 в 1 т CO_2 , т/т;

M_{CH_4} – выбросы метана, т/год, определяемые в соответствии с 4.1.4. Для оценки выбросов на стадии разработки PIN выбросы метана могут не учитываться;

310 – коэффициент перевода 1 т N_2O в 1 т CO_2 , т/т;

$M_{\text{N}_2\text{O}}$ – выбросы закиси азота, т/год, определяемые в соответствии с 4.1.5. Для оценки выбросов на стадии разработки PIN выбросы закиси азота могут не учитываться.

4.1.3 Выбросы углерода диоксида M_{CO_2} , т/год, рассчитываются по формуле

$$M_{\text{CO}_2} = 10^{-3} \times 3,667 \times E^{te} \times K_c = E^{te} \times K_{\text{CO}_2}, \quad (3)$$

где 3,667 – коэффициент, равный соотношению молекулярных масс углерода диоксида и углерода (44 и 12 соответственно);

E^{te} – потребление (расход) топлива в общих энергетических единицах, ГДж/год, определяемое в соответствии с 4.3.

K_c – содержание углерода для данного типа топлива, кг/ГДж, определяемый с учетом 4.2.1 в соответствии с таблицей А.1 (Приложение А);

K_{CO_2} – коэффициент выбросов углерода диоксида для данного типа топлива, т CO₂/ГДж, который следует применять при предварительных оценках изменения уровня выбросов парниковых газов и соответствия расчетных характеристик топлива таблице А.1 (Приложение А), определяемый в соответствии с таблицами А.1, А.2 (Приложение А).

4.1.4 Выбросы метана M_{CH_4} , т/год, рассчитываются по формуле

$$M_{CH_4} = 10^{-3} \times E^{te} \times q_{CH_4}, \quad (4)$$

где E^{te} – то же, что в формуле (3);

q_{CH_4} – удельный выброс метана, кг/ГДж, определяемый в соответствии с таблицей Б.1 (Приложение Б).

4.1.5 Выбросы закиси азота M_{N_2O} , т/год, рассчитываются по формуле

$$M_{N_2O} = 10^{-3} \times E^{te} \times q_{N_2O}, \quad (5)$$

где E^{te} – то же, что в формуле (3);

q_{N_2O} – удельный выброс закиси азота, кг/ГДж, определяемый в соответствии с таблицей Б.2 (Приложение Б).

4.2 Расчет содержания углерода в топливе

4.2.1 Для определения содержания углерода в топливе K_c принимаются фактические значения параметров, указанные в паспортах, сертификатах качества, протоколах испытаний топлива, а в случае их отсутствия, а также отсутствия на данный тип топлива ТНПА, расчетные характеристики топлива принимаются в соответствии с таблицей А.1 (Приложение А). Содержание углерода в топливе K_c , кг/ГДж, для топлива с отличной от указанной в таблице А.1 влажностью, зольностью и низшей теплотой сгорания топлива, рассчитывается по формуле

$$K_c = \frac{10 \times C_w^r}{Q_w^r}, \quad (6)$$

где C_w^r – содержание углерода в рабочей массе топлива при фактической влажности w , %, определяемая в соответствии с 4.2.2;

Q_w^r – низшая рабочая теплота сгорания топлива при фактической влажности w , при сжигании газообразного топлива ГДж/тыс.м³, при сжигании твердого и жидкого топлива ГДж/т, определяемая в соответствии с 4.2.3.

4.2.2 Значение содержания углерода в рабочей массе топлива при фактической влажности w C_w^r , %, рассчитывается по формуле

$$C_w^r = C^r \times \frac{100 - w - A}{100 - w_A - A^r}, \quad (7)$$

где C^r – содержание углерода в рабочей массе топлива, %, указанное для данного вида топлива в таблице А.1 (приложение А);

ТКП 17.09-01-2011

w, A – фактическая влажность, зольность, указанная в паспортах, сертификатах качества, протоколах испытаний топлива;

w_A, A^r – влажность, зольность, которая указана для данного вида топлива в таблице А.1 (Приложение А).

4.2.3 Низшая рабочая теплота сгорания топлива при фактической влажности w , при сжигании газообразного топлива ГДж/тыс.м³, при сжигании твердого и жидкого топлива ГДж/т, рассчитывается по формуле

$$Q_w^r = (Q_i^r + 0,102 \times w_A) \times \frac{100 - w - A}{100 - w_A - A^r} - 0,102 \times w \quad (8)$$

где Q_i^r – низшая рабочая теплота сгорания топлива, ГДж/т, указанная для данного вида топлива в таблице А.1 (Приложение А);

w, A, w_A, A^r – то же, что и в формуле (7).

4.3 Преобразование различных видов энергетических ресурсов в общие энергетические единицы

4.3.1 Численное значение энергетических ресурсов, используемых для расчета общих энергетических единиц, должно быть определено в зависимости от применяемых энергосберегающих технологий, от вида сжигаемого топлива, от вида используемого вторичного энергетического ресурса, вида возобновляемого источника энергии. Численное значение энергетических ресурсов должно быть определено для каждой из входящих в 4.1.1 компоненты, то есть для базового сценария, для варианта внедрения конкретного проекта и для дополнительных выбросов. Перевод различных видов энергетических ресурсов в общие энергетические единицы может осуществляться по одному из следующих вариантов:

в соответствии с 4.3.2 при переводе энергетических ресурсов из тонн условного топлива;

в соответствии с 4.3.3 при переводе энергетических ресурсов из тонн натурального топлива, метров кубических или плотных метров кубических;

в соответствии с 4.3.4, 4.3.5 при переводе использованной тепловой энергии (Гкал, МВт·ч);

в соответствии с 4.3.5 при переводе отпущенной от энергосистемы электрической энергии (МВт·ч).

4.3.2 Потребление (расход) топлива в общих энергетических единицах E^{te} , ГДж/год, при переводе топлива из тонн условного топлива рассчитываются по формуле

$$E^{te} = 29,308 \times B_y \quad (9)$$

где 29,308 – низшая теплота сгорания условного топлива, ГДж/т у.т.;

B_y – масса условного топлива, т у.т./год.

4.3.3 Потребление (расход) топлива в общих энергетических единицах E^{te} , ГДж/год, при переводе топлива из тонн натурального топлива, метров кубических или плотных метров кубических рассчитываются по формуле

$$E^{te} = 29,308 \times K_H \times B_H \quad (10)$$

где 29,308 – низшая теплота сгорания условного топлива, ГДж/т у.т.;

K_H – калорийный эквивалент натурального топлива, указанный с учетом фактической его влажности в ТУ, ГОСТ, СТБ на топливо, а также в паспортах, сертификатах качества, протоколах испытаний топлива. В случае, если нельзя определить теплотворную способность топлива лабораторным путем или нет паспортов, сертификатов качества, протоколов испытаний топлива, то следует пользоваться средними калорийными эквивалентами, указанными в таблице А.1 (Приложения А);

B_H – масса натурального топлива, т/год ($\text{м}^3/\text{год}$, тыс.пл.м³/год).

4.3.4 Потребление (расход) топлива в общих энергетических единицах E^{te} , ГДж/год, при переводе использованной тепловой энергии (Гкал), рассчитываются по формуле

$$E^{te} = 4,187 \times Q_y, \quad (11)$$

где 4,187 – коэффициент перевода Гкал в ГДж;

Q_y – годовой отпуск (потребление, экономия) тепловой энергии, Гкал/год.

4.3.5 Потребление (расход) топлива в общих энергетических единицах E^{te} , ГДж/год, при переводе использованной электрической энергии (МВт·ч), рассчитываются по формуле

$$E^{te} = 3,6 \times W_y, \quad (12)$$

где 3,6 – коэффициент перевода МВт·ч в ГДж;

W_y – годовой отпуск (потребление, экономия) электрической энергии, МВт·ч/год.

5 Базовый сценарий выбросов

5.1 Базовый сценарий, с разумной степенью вероятности, отражает такую динамику выбросов парниковых газов, которая существовала бы при отсутствии предложенного проекта (мероприятия). Для целей настоящего технического кодекса различают два метода определения базового сценария:

а) в случае выработки энергии на собственном источнике и (или) получения энергии от другого источника, параметры которого известны, доказуемы и прогнозируемы, базовый сценарий определяется на основании этих параметров, которые используются для расчета общих энергетических единиц в соответствии с 4.3 и расчета содержания углерода в топливе в соответствии с 4.2;

б) в случае получения электрической и (или) тепловой энергии от энергетической системы, базовый сценарий определяется в соответствии с 5.2.

5.2 В случае получения энергии от энергетической системы, для расчета базового сценария используют один из следующих методов:

а) при получении электрической энергии, в качестве источника на котором использовано топливо, затраченное на отпуск одного киловатт часа (кВт·ч) выбирается источник со средним по Республике Беларусь потреблением топлива, равным 271 г у.т./кВт·ч;

б) при получении электрической энергии от энергосистемы для вводимых объектов электроснабжения более 50 МВт установленной мощности выбирается замыкающий источник со средним потреблением топлива, равным 312 г у.т./кВт·ч;

в) при получении тепловой энергии, в качестве источника на котором использовано топливо, затраченное на отпуск одной гигакалории (Гкал) выбирается источник со средним потреблением топлива, равным 175 кг у.т./Гкал.

ТКП 17.09-01-2011

5.3 В случае получения электрической энергии от энергосистемы выбросы парниковых газов в эквиваленте CO_2 в течение года по базовому сценарию P_{GHG}^b , т/год, рассчитываются по формуле

$$P_{GHG}^b = 1,72 \times 10^{-6} \times K_{\text{э}} \times W + 21 \times M_{\text{CH}_4} + 310 \times M_{\text{N}_2\text{O}}, \quad (13)$$

где $1,72 \cdot 10^{-6}$ – коэффициент выброса углерода диоксида на 1 г у.т. при производстве электрической энергии, рассчитанный на основании фактического расхода всех видов топлива на производство электрической энергии, т CO_2 /г у.т.;

$K_{\text{э}}$ – среднее по Республике Беларусь значение расхода топлива на производство 1 кВт·ч электроэнергии за предшествующий расчетам год, г у.т./кВт·ч, для упрощенных расчетов принимаемое равным 271 г у.т./кВт·ч;

W – электрическая энергия, полученная от энергосистемы, кВт·ч/год;

M_{CH_4} – выбросы метана, т/год, определяемые в соответствии с 4.1.4. Для оценки выбросов на стадии разработки PIN выбросы метана могут не учитываться;

$M_{\text{N}_2\text{O}}$ – выбросы закиси азота, т/год, определяемые в соответствии с 4.1.5. Для оценки выбросов на стадии разработки PIN выбросы метана могут не учитываться;

21, 310 – то же, что и в формуле (2).

5.4 В случае получения тепловой энергии от энергосистемы выбросы парниковых газов в эквиваленте CO_2 в течение года по базовому сценарию P_{GHG}^b , т/год, рассчитываются по формуле

$$P_{GHG}^b = 1,83 \times 10^{-3} \times K_{\text{тэ}} \times Q + 21 \times M_{\text{CH}_4} + 310 \times M_{\text{N}_2\text{O}}, \quad (14)$$

где $1,83 \cdot 10^{-3}$ – коэффициент выброса углерода диоксида на 1 кг у.т. при производстве тепловой энергии, рассчитанный на основании фактического расхода всех видов топлива на производство тепловой энергии, т CO_2 /кг у.т.;

$K_{\text{тэ}}$ – среднее по Республике Беларусь значение расхода топлива на производство 1 Гкал тепловой энергии за предшествующий расчетам год, кг у.т./Гкал, для упрощенных расчетов принимаемое равным 175 кг у.т./Гкал;

Q – тепловая энергия, полученная от энергосистемы, Гкал/год;

21, 310, M_{CH_4} , $M_{\text{N}_2\text{O}}$ – то же что и в формуле (13).

6 Внедрение энергосберегающих мероприятий

6.1 Основные технические направления в области энергосбережения приведены в таблице В.1 (приложение В). Для основных направлений ниже приводятся расчеты величины экономии топливно-энергетических ресурсов при их внедрении, которые затем используются для расчета изменения уровня выбросов парниковых газов.

6.2 В случаях внедрения проектов по использованию возобновляемых источников энергии ежегодные выбросы парниковых газов в эквиваленте CO_2 P_{GHG}^{pr} приравниваются нулю.

6.3 В случае внедрения мероприятий по энергосбережению, не рассмотренных в пунктах 6, 7, расчеты величины экономии топливно-энергетических ресурсов следует проводить по утвержденным в установленном порядке ТНПА или литературным источникам.

6.4 Установка турбоагрегата на котельной

6.4.1 Экономия топлива от установки турбоагрегата на котельной достигается за счет более низких удельных расходов топлива на производство 1 кВт·ч электроэнергии по сравнению с базовым сценарием выбросов.

6.4.2 Изменение уровня выбросов парниковых газов при установке турбоагрегата на котельной определяется в соответствии с 4.1.1, как разница между выбросами, рассчитанными в 6.4.6 и 6.4.4.

6.4.3 Количество топлива, которое потребуется на выработку электроэнергии при установке турбоагрегата в котельной B_y , т у.т./год, рассчитывается по формуле

$$B_y = 0,123 \times 10^{-3} \times N_{ycm} \times T_{ycr} \times \eta_{mz}^H \times \eta_k^H \times \eta_{mpt}, \quad (15)$$

где 0,123 – коэффициент перевода электрической энергии в условное топливо, т у.т./тыс. кВт·ч;

N_{ycm} – установленная мощность турбогенератора, кВт;

T_{ycm} – число часов использования установленной мощности, ч/год;

η_{mz}^H – коэффициент полезного действия турбоагрегата, %;

η_k^H – коэффициент полезного действия котлов брутто средневзвешенный (по котельной) после установки турбоагрегата с учетом роста среднечасовой паровой нагрузки, %;

η_{mpt} – коэффициент полезного действия транспорта пара, %.

6.4.4 Количество топлива, затраченного на выработку электроэнергии переводится в общие энергетические единицы в соответствии с 4.3.2, выбросы парниковых газов рассчитываются в соответствии с 4.1.2.

6.4.5 При установке турбоагрегата на котельной выработанная электроэнергия замещает эквивалентное количество электроэнергии, получаемой от энергосистемы. Количество электроэнергии, отпущенной от установленного турбоагрегата W , кВт·ч/год определяется по фактическим данным или рассчитывается по формуле

$$W = N_{ycm} \times T_{ycm} \times (1 - \alpha_{ch} / 100) \quad (16)$$

где N_{ycm} , T_{ycm} – то же что и в формуле (15);

α_{ch} – коэффициент потребления электроэнергии на собственные нужды турбоагрегата, %.

6.4.6 Выбросы парниковых газов при производстве в энергосистеме количества электроэнергии, равного W , определяются в соответствии с 5.3.

6.5 Замена неэкономичных котлов и печей с низким КПД на более эффективные, перевод котлов в водогрейный режим, внедрение котлов малой мощности вместо незагруженных котлов большой мощности

6.5.1 При замене неэкономичных котлов и печей с низким КПД на более эффективные, при переводе котлов в водогрейный режим, при внедрении котлов малой мощности вместо незагруженных котлов большой мощности экономия топлива достигается за счет повышения эффективности сжигания топлива, снижения расхода тепла на собственные нужды, с продувкой котлов и потерями конденсата, снижения расхода электроэнергии на производственные нужды.

6.5.2 Изменение уровня выбросов парниковых газов при внедрении мероприятий, указанных в 6.5, определяется суммарно за счет экономии топлива и электроэнергии, рассчитанных в 6.5.4 и 6.5.6.

ТКП 17.09-01-2011

6.5.3 Экономия условного топлива при внедрении мероприятий, указанных в 6.5, B_y , т у.т./год, рассчитывается по формуле

$$B_y = 10^{-3} \times Q_u \times T_c \times (b^{cm} - b^n) \quad (17)$$

где Q_u – среднечасовая тепловая нагрузка котла (печи), Гкал/ч;

T_c – число часов работы котла (печи) в году, ч/год;

b^{cm} – фактический удельный расход топлива на отпуск теплоэнергии от старых котлов (печей), кг у.т./Гкал, принимаемый по режимной карте или определяемый в соответствии с 6.5.3.1;

b^n – удельный расход топлива, кг у.т./Гкал, определяемый в соответствии с 6.5.3.1 при замене котла (печи) с низким КПД на высокоэкономичный котел (печь) и при внедрении котлов малой мощности вместо незагруженных котлов большой мощности, определяемый в соответствии с 6.5.3.2 при переводе паровых котлов в водогрейный режим.

6.5.3.1 Удельный расход топлива при замене котла (печи) с низким КПД на высокоэкономичный котел (печь) и при внедрении котлов малой мощности вместо незагруженных котлов большой мощности b^n , кг у.т./Гкал, рассчитывается по формуле

$$b^n = \frac{142,857}{\eta_k^{op}} \times 100 \quad (18)$$

где 142,857 - коэффициент перевода тепловой энергии в условное топливо при коэффициенте полезного действия котла (печи) 100%, кг у.т./Гкал;

η_k^{op} – коэффициент полезного действия брутто нового котла (печи) согласно паспортным данным, %.

6.5.3.2 Удельный расход топлива при переводе паровых котлов в водогрейный режим b^n , кг у.т./Гкал, рассчитывается по формуле

$$b^n = \eta_k^n \times \frac{1 - \alpha_{ch} / 100}{1 - \frac{\alpha_{ch}}{100} + 0,015} \quad (19)$$

где η_k^n – КПД парового котла нетто фактический, %;

α_{ch} – коэффициент расхода тепла на собственные нужды для парового котла, %, принимаемый по фактическим данным, а при их отсутствии определяется в соответствии с таблицей Г.1 Приложения Г.

6.5.4 Экономия условного топлива при внедрении мероприятий, указанных в 6.5 переводится в общие энергетические единицы в соответствии с 4.3.2, выбросы парниковых газов рассчитываются в соответствии с 4.1.2.

6.5.5 Экономия электроэнергии за счет уменьшения ее расходов на собственные нужды котельной при внедрении мероприятий, указанных в 6.5, ΔW , тыс.кВт·ч/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta W = (w^{cm} - w^n) \times Q_u \times T \quad (20)$$

где w^{cm} , w^n - удельный расход электроэнергии на собственные нужды котельной до и после внедрения мероприятия соответственно, кВт·ч/Гкал;

Q_u, T_e – то же что и в формуле (17).

6.5.6 Выбросы парниковых газов при производстве в энергосистеме количества электроэнергии, равного ΔW , определяются в соответствии с 5.3.

6.6 Перевод котла (печи) со сжигания одного вида топлива на другой вид топлива

6.6.1 Экономия условного топлива при переводе котла (печи) со сжигания одного вида топлива на другой вид топлива, B_y , т у.т./год, рассчитывается по формуле (17), где b^{cm} – удельный расход топлива при сжигании заменяемого вида топлива, кг у.т./Гкал, принимаемый по режимной карте или определяемый в соответствии с 6.5.3.1;

b'' – удельный расход топлива при сжигании нового замещающего вида топлива, кг у.т./Гкал, определяемый в соответствии с 6.5.3.1.

6.6.2 Экономия условного топлива при переводе котла (печи) со сжигания одного вида топлива на другой вид топлива переводится в общие энергетические единицы в соответствии с 4.3.2, изменение уровня выбросов парниковых газов рассчитывается в соответствии с 4.1.2.

6.6.3 При переводе котла (печи) на биомассу расход условного топлива может увеличиться, но согласно 6.2 выбросы диоксида углерода от ее сжигания приравниваются нулю и снижение выбросов парниковых газов оценивается по количеству замещенного топлива, исходя из выработанной на котельной установке и переданной потребителю тепловой и (или) электрической энергии с учетом затрат на собственные нужды котельной установки.

6.7 Замена электрического котла (печи) на котел, использующий различные виды топлива

6.7.1 При замене электрического котла (печи) на котел, использующий различные виды топлива происходит замещение различными видами топлива потребляемой от энергосистемы электроэнергии.

6.7.2 Изменение уровня выбросов парниковых газов при замене электрического котла (печи) на котел, использующий различные виды топлива определяется в соответствии с 4.1.1, как разница между выбросами, рассчитанными в 6.7.6 и 6.7.4.

6.7.3 Количество вновь вводимого вида топлива B_y , т у.т./год, рассчитывается по формуле

$$B_y = 10^{-3} \times Q_u \times T_e \times b'' \quad (21)$$

где Q_u, T_e – то же что и в формуле (17);

b'' – удельный расход топлива при сжигании нового замещающего вида топлива, кг у.т./Гкал, определяемый в соответствии с 6.5.3.1.

6.7.4 Количество вновь вводимого вида топлива переводится в общие энергетические единицы в соответствии с 4.3.2, выбросы парниковых газов рассчитываются в соответствии с 4.1.2.

6.7.5 Количество потребленной электрической энергии электрическим котлом W , кВт·ч/год рассчитывается по формуле

$$W = 1,16 \times 10^{-3} \times Q_u \times T_z \times (1 + k_{nom} / 100), \quad (22)$$

где 1,16 – коэффициент пересчета тепловой энергии в электрическую, тыс.кВт·ч/Гкал;

Q_u, T_z – то же что и в формуле (17);

k_{nom} – коэффициент потерь электроэнергии в электросетях, %, принимаемый при отсутствии данных равным 11,3%.

6.7.6 Выбросы парниковых газов при потреблении количества электроэнергии, равного W , определяется в соответствии с 5.3.

6.8 Внедрение регулируемого электропривода

6.8.1 При внедрении регулируемого электропривода достигается экономия электроэнергии за счет снижения потерь в трубопроводах, на дросселирование в регулирующих устройствах, поддержания оптимального гидравлического режима в сетях, оптимизации режима работы установок в зависимости от рабочих параметров.

Изменение уровня выбросов парниковых газов при внедрении регулируемого электропривода рассчитывается исходя из снижения выработки такого же количества электроэнергии при ее производстве в энергосистеме.

6.8.2 Изменение уровня выбросов парниковых газов при производстве в энергосистеме количества электроэнергии, рассчитанного в соответствии с 6.8.3, определяется в соответствии с 5.3.

6.8.3 Экономия электроэнергии при внедрении частотно-регулируемых электроприводов ΔW , кВт·ч/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta W = K_u \times T_m \times N_{nom} \times \left(1 - \frac{n^3}{n_{nom}^3} \right) \quad (23)$$

где K_u – коэффициент использования мощности насоса (вентилятора, дымососа), другого оборудования;

T_m – количество часов работы насоса (вентилятора, дымососа), другого оборудования, ч/год.

N_{nom} – номинальная мощность на валу насоса (вентилятора, дымососа), другого оборудования, кВт;

n – относительная скорость вращения насоса, об/мин, при снижении давления в напорном трубопроводе определяемая в соответствии с 6.8.3.1, при регулировании производительности насоса при неизменном давлении определяемая в соответствии с 6.8.3.2;

n_{nom} – номинальное число оборотов двигателя, об/мин.

6.8.3.1 При снижении давления в напорном трубопроводе относительная скорость вращения насоса n , об/мин, рассчитывается по формуле

$$n = n_{nom} \times \sqrt{\frac{P}{P_{nom}}}, \quad (24)$$

где n_{nom} – номинальное число оборотов двигателя, об/мин;

P – пониженное давление в напорном трубопроводе соответственно, кгс/см²;

$P_{ном}$ – номинальное давление в напорном трубопроводе, кгс/см².

6.8.3.2 При регулировании производительности насоса при неизменном давлении, относительная скорость вращения насоса n , об/мин, рассчитывается по формуле

$$n = n_{ном} \times \frac{Q}{Q_{ном}}, \quad (25)$$

где $n_{ном}$ – номинальное число оборотов двигателя, об/мин;

Q – фактическая производительность насоса при заданном давлении, м³/ч (т/ч);

$Q_{ном}$ – номинальная производительность насоса при заданном давлении, м³/ч (т/ч).

6.9 Ликвидация длинных и незагруженных паропроводов и теплотрасс, децентрализация систем теплоснабжения

6.9.1 Экономия энергоресурсов при ликвидации длинных и незагруженных паропроводов и теплотрасс, децентрализации систем теплоснабжения достигается за счет устранения тепловых потерь по теплотрассе и снижения потребления электроэнергии на производство и транспортировку тепловой энергии.

6.9.2 Изменение уровня выбросов парниковых газов при ликвидации длинных и незагруженных паропроводов и теплотрасс, децентрализации систем теплоснабжения, определяется суммарно за счет экономии топлива и электроэнергии, рассчитанных в 6.9.4 и 6.9.6.

6.9.3 Экономия условного топлива за счет устранения тепловых потерь B_y , т у.т./год, рассчитывается по формуле

$$B_y = 10^{-3} \times ((Q_m + Q_{ном}) \times b_{мэ}^{cm} - Q_m \times b_{мэ}^H), \quad (26)$$

где Q_m – количество тепловой энергии, получаемой потребителем, Гкал/год;

$Q_{ном}$ – потери тепловой энергии по ликвидируемой теплотрассе, Гкал/год, определяемые в соответствии с [1];

$b_{мэ}^{cm}$ – фактический удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от действующего теплоисточника, кг у.т./Гкал;

$b_{мэ}^H$ – удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от нового локального теплоисточника, кг у.т./Гкал.

6.9.4 Экономия условного топлива при устранении тепловых потерь переводится в общие энергетические единицы в соответствии с 4.3.2, выбросы парниковых газов рассчитываются в соответствии с 4.1.2.

6.9.5 Экономия электрической энергии за счет устранения тепловых потерь ΔW , кВт·ч/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta W = (Q_m + Q_{ном}) \times w_{ээ}^{cm} - Q_m \times w_{ээ}^H, \quad (27)$$

где Q_m , $Q_{ном}$ – то же что и в формуле (26);

$w_{ээ}^{cm}$ – удельный расход электроэнергии на производство 1 Гкал тепловой энергии на действующем теплоисточнике, кВт·ч/Гкал;

$w_{эз}^H$ – удельный расход электроэнергии на производство 1 Гкал тепловой энергии на новом локальном теплоисточнике, кВт·ч/Гкал.

6.9.6 Выбросы парниковых газов при производстве в энергосистеме количества электроэнергии, равного W , кВт·ч, определяются в соответствии с 5.3.

6.10 Термореновация ограждающих конструкций зданий

6.10.1 Экономия энергоресурсов при термореновации ограждающих конструкций зданий достигается за счет увеличения сопротивления теплопередаче ограждающих конструкций и уменьшения тепловых потерь.

6.10.2 Изменение уровня выбросов парниковых газов при термореновации ограждающих конструкций зданий определяется суммарно за счет экономии топлива и электроэнергии, рассчитанных в 6.10.4 и 6.10.6.

6.10.3 Экономия тепловой энергии за счет снижения тепловых потерь через ограждающие конструкции Q_y , Гкал/год, рассчитывается по формуле

$$Q_y = 10^{-6} \times 24 \times 0,86 \times F_{зо} \times \tau_{от} \times (t_{вн} - t_n) \times \left(\frac{1}{R_{факт}} - \frac{1}{R_{досм}} \right), \quad (28)$$

где 24 – число часов в сутках, ч;

0,86 – коэффициент перевода электрической энергии в тепловую, Гкал/тыс. кВт·ч;

$F_{зо}$ – площадь ограждающих конструкций, подвергнутых термореновации, м²;

$\tau_{от}$ – продолжительность отопительного периода, суток;

$t_{вн}$ – температура воздуха внутри помещения, °С;

t_n – средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °С;

$R_{факт}$ – фактическое сопротивление теплопередаче ограждающих конструкций здания до выполнения мероприятия, м²·°С/Вт, принимаемое на основании данных энергетического паспорта здания, проектной документации, актов тепловых испытаний ограждающих конструкций здания;

$R_{досм}$ – достигнутое сопротивление теплопередаче ограждающих конструкций здания после выполнения мероприятия, м²·°С/Вт.

6.10.4 Экономия тепловой энергии при термореновации ограждающих конструкций зданий переводится в общие энергетические единицы в соответствии с 4.3.4, выбросы парниковых газов рассчитываются в соответствии с 4.1.2.

6.10.5 Экономия электрической энергии на энергоисточнике ΔW , кВт·ч/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta W = w_{сн} \times Q_y, \quad (29)$$

где $w_{сн}$ – удельный расход электроэнергии на производство тепловой энергии на теплоисточнике, кВт·ч/Гкал;

Q_y – экономия тепловой энергии за счет снижения тепловых потерь через ограждающие конструкции, Гкал/год, определяемая в соответствии с 6.10.3.

6.10.6 Выбросы парниковых газов при производстве в энергосистеме количества электроэнергии, равного W , кВт·ч, определяются в соответствии с 5.3.

6.11 Внедрение автоматических систем управления освещением, энергоэффективных осветительных устройств

6.11.1 При внедрении автоматических систем управления освещением, энергоэффективных осветительных устройств достигается экономия электроэнергии

за счет снижения уровня электропотребления и мощности ламп при сохранении освещенности.

6.11.2 Экономия электроэнергии при внедрении автоматических систем управления освещением, энергоэффективных осветительных устройств ΔW , кВт·ч/год, рассчитывается по формуле

$$\Delta W = (W_1 - W_2) \times (1 + k_{nom} / 100), \quad (30)$$

где W_1 – количество потребляемой электроэнергии при применении ламп накаливания либо люминесцентных ламп с электромагнитным дросселем, кВт·ч/год, определяемое в соответствии с 6.11.2.1;

W_2 – количество потребляемой электроэнергии при применении люминесцентных ламп с электронной пускорегулирующей аппаратурой, кВт·ч/год, определяемое в соответствии с 6.11.2.2;

k_{nom} – коэффициент потерь электроэнергии в электросетях, %, принимаемый при отсутствии данных равным 11,3.

6.11.2.1 Количество потребляемой электроэнергии при применении ламп накаливания либо люминесцентных ламп с электромагнитным дросселем W_1 , кВт·ч/год, рассчитывается по формуле

$$W_1 = K_p \times \sum n_i \times N_i \times T_i \times K_c, \quad (31)$$

где K_c – коэффициент, учитывающий потери мощности в электромагнитном дросселе, принимаемый для ламп накаливания равным 1, для люминесцентных ламп включаемых электромагнитным дросселем равным 1,25;

n_i – количество применяемых осветительных приборов одинаковой мощности, шт.;

N_i – мощность применяемых однотипных i -тых ламп, кВт;

T_i – число часов работы в году i -тых ламп, ч/год;

K_c – коэффициент спроса осветительной нагрузки.

6.11.2.2 Количество потребляемой электроэнергии при применении люминесцентных ламп с электронной пускорегулирующей аппаратурой W_2 , кВт·ч/год, рассчитывается по формуле

$$W_2 = 1,03 \times \sum n_j \times N_j \times T_j \times K_c, \quad (32)$$

где 1,03 – коэффициент, учитывающий потери мощности в электронном пускорегулирующем устройстве;

n_j – количество применяемых энергосберегающих осветительных приборов одинаковой мощности, шт.;

N_j – мощность применяемых однотипных i -тых ламп, приборов с электронной пускорегулирующей аппаратурой, кВт;

T_j – число часов работы в году i -тых ламп, приборов, ч/год;

K_c – то же, что в формуле (31).

6.11.3 Изменение уровня выбросов парниковых газов при производстве в энергосистеме количества электроэнергии, равного W , кВт·ч, определяется в соответствии с 5.3.

6.12 Использование тепловых вторичных энергоресурсов

6.12.1 В соответствии с ГОСТ 31188 Экономия энергоресурсов определяется расходом топлива в основных (замещаемых) энергетических установках на выработку такого же количества и тех же параметров тепловой энергии, что использовано за счет тепловых вторичных энергоресурсов и в случае использования отдельной схемы энергоснабжения (теплоснабжения от котельной) определяется в соответствии с 6.12.2, в случае комбинированного энергоснабжения предприятия от заводской или районной ТЭЦ определяется в соответствии с 6.12.3.

6.12.2 Экономия топлива при использовании тепловых вторичных энергоресурсов в отдельной схеме энергоснабжения (теплоснабжения от котельной) B_y , т у.т./год, рассчитывается по формуле

$$B_y = 10^{-3} \times Q_{BЭР} \times b_{ком}, \quad (33)$$

где $Q_{BЭР}$ – использованные тепловые вторичные энергетические ресурсы, Гкал/год;
 $b_{ком}$ – удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от котельной, кг у.т./Гкал, определяется по формуле (18);

6.12.3 Экономия топлива при комбинированном энергоснабжении предприятия от заводской или районной ТЭЦ с учетом увеличения удельного расхода топлива на выработку электроэнергии на ТЭЦ B_y , т у.т./год, рассчитывается по формуле

$$B_y = 10^{-3} \times Q_{BЭР} \times b_{ТЭЦ}^{мэ} \times [1 - W_{ээ} \times (q_k - q_m)], \quad (34)$$

где $Q_{BЭР}$ – то же, что в формуле (33);

$b_{ТЭЦ}^{мэ}$ – удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии котельной ТЭЦ, кг у.т./Гкал;

$W_{ээ}$ – удельная выработка электроэнергии на единицу отпущенной теплоэнергии, кВт·ч/Гкал;

q_k, q_T – удельный расход тепловой энергии на производство электроэнергии по конденсационному и тепловому циклу соответственно, Гкал/кВт·ч.

6.12.4 Экономия топлива при использовании тепловых вторичных энергоресурсов переводится в общие энергетические единицы в соответствии с 4.3.2, выбросы парниковых газов определяются в соответствии с 4.1.2.

7 Ввод в эксплуатацию возобновляемых источников энергии

7.1 При вводе в эксплуатацию новых возобновляемых источников энергии, выработанная ими тепловая и электрическая энергия замещает эквивалентное количество тепловой и электрической энергии, вырабатываемой в энергосистеме. Количество вырабатываемой возобновляемыми источниками энергии тепловой энергии Q , Гкал/год, и электрической энергии W , кВт·ч, определяется по данным проекта. Изменение уровня выбросов парниковых газов при производстве в энергосистеме количества электроэнергии, равного W , кВт·ч, определяется в соответствии с 5.3, при производстве в энергосистеме количества тепловой энергии, равного Q , Гкал/год, определяется в соответствии с 5.4.

7.2 При переводе топливосжигающего оборудования, использующего невозобновляемые источники энергии, на древесное топливо, иные виды биомассы, расчет выбросов парниковых газов определяется в соответствии с 6.6.

Приложение А
(справочное)

Таблица А.1 – Основные характеристики топлив

Наименование топлива	Марка	Класс или вид	Влажность топлива, W_i^r , %	Содержание углерода в рабочей массе топлива при фактической влажности w, C^r , %	Низшая рабочая теплота сгорания, Q_i^r МДж/м ³ , МДж/кг	Калорийный эквивалент	Содержание углерода в топливе, кг/ГДж	Коэффициент выбросов углерода диоксида, т CO ₂ /ГДж
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Природный газ	Торжок-Минск-Ивацевичи, Торжок-Долина		следы	53,7	33,53	1,14	16,02	0,059
Попутный газ	Речицкая группа нефтяных месторождений		следы	84,7	54,17	1,85	15,64	0,057
	Осташковичская группа нефтяных месторождений		следы	83,8	53,57	1,83	15,64	0,057
Отбензиненный газ	ГОСТ 5542-87		следы	69,1	39,38	1,34	17,55	0,064
Мазут малозольный	40 или 100	вид IV, S ^r 1,8 %	7,51	78,17	40,04	1,37	19,52	0,072
Мазут малозольный	40 или 100	вид V, S ^r 2,2 %	7,26	77,73	39,92	1,36	19,47	0,071
Мазут малозольный	40 или 100	вид VI, S ^r 2,7 %	7,00	77,41	39,64	1,35	19,53	0,072
Мазут зольный	40 или 100	вид IV, S ^r 1,8 %	7,51	77,80	39,90	1,36	19,50	0,072
Мазут зольный	40 или 100	вид V, S ^r 2,2 %	7,26	77,55	39,60	1,35	19,58	0,072
Мазут зольный	40 или 100	вид VI, S ^r 2,7 %	7,00	77,50	39,32	1,34	19,71	0,072

Продолжение Таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Мазут эмульсионный		S _r 2,75 %	15	60,12	27,3	0,93	22,02	0,081
Смесь топливная модифицированная		S _r 1,76 %	18,2	58,57	26,4	0,90	22,19	0,081
Дизельное топливо		вид I	следы	83,3	42,71	1,46	19,50	0,072
Дизельное топливо		вид II	следы	83,3	42,44	1,45	19,63	0,072
Печное бытовое топливо		вид А	следы	84,3	42,35	1,44	19,91	0,072
Печное бытовое топливо		вид В	следы	84,3	42,3	1,44	19,93	0,073
Печное бытовое топливо		вид С	следы	84,3	42,25	1,44	19,95	0,073
Печное бытовое топливо		S _r 0,4 %	следы	84,3	41,88	1,43	20,13	0,073
Печное бытовое топливо		S _r 1,0 %	следы	84,3	41,25	1,41	20,44	0,074
Смесь нефтяных отходов			30	55,88	25,76	0,88	21,69	0,080
Брикеты топливные на основе торфа	из верхового торфа		15	47,1	17,37	0,59	27,12	0,075
	из низинного торфа		15	44,9	16,59	0,57	27,06	0,099
	с гречишными из низинного торфа		15	37,6	15,39	0,52	24,43	0,099
	с древесными опилками из низинного торфа		15	44	17,2	0,59	25,58	0,090
	с лигнином из низинного торфа		20	38,8	16,11	0,55	24,08	0,094
Торф кусковой верховой			33	37,7	14,24	0,49	26,47	0,097
Торф фрезерный верховой			45	30	15,31	0,52	19,60	0,072
Торф фрезерный низинный			45	29,4	15,45	0,53	19,03	0,070
Отходы древесные для топливных нужд	Кора, кородревесные остатки		40	33,75	11,56	0,39	29,20	0,107
	Щепа топливная		40	27,68	10,2	0,35	27,14	0,100
	Щепа из среднеплотной древесины		40	33,62	11,48	0,39	29,29	0,107
	Древесные отходы, обрезки		40	32,77	10,9	0,37	30,06	0,110

Продолжение Таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Топливо энергетическое из быстрорастущей древесины для топливных нужд			40	27,9	10,55	0,36	26,45	0,097
Древесина дровяная для топливных нужд	Хвойные		40	30,8	10,01	0,34	30,77	0,113
	Лиственные малоплотные		40	31,01	10,22	0,35	30,34	0,111
	Лиственные среднетплотные		40	31,96	10,47	0,36	30,53	0,112
	Смешанные		40	31,21	10,22	0,35	30,54	0,112
Древесные стружки, опилки для топливных нужд			40	31,52	10,32	0,35	30,54	0,112
Костра для топливных нужд			15	42,36	14,49	0,49	29,23	0,107
Отходы сельскохозяйственного производства, в том числе солома для топливных нужд			15	41,14	14,15	0,48	29,07	0,107
Деревянные шпалы для топливных нужд			15	50,5	16,53	0,56	30,55	0,112
Брикеты топливные на основе лигнина			20	35,82	13,5	0,46	26,53	0,097
Лигнин исправленный полигон Титовка, г. Бобруйск			50	22,33	6,97	0,24	32,04	0,117
Ветошь промасленная			5,5	58,4	20,96	0,71	27,86	0,102
Эстон-сланец	сланец	0-300 мм	12	19,9	9	0,31	22,11	0,081
Ленинград-сланец	сланец	0-300 мм	11	17,3	7,66	0,26	22,58	0,083
Кашпирское мес-ие	сланец	0-300 мм	14	10,9	4,6	0,16	23,70	0,087
Донецкий б-н	Д	Р	13	44,1	17,25	0,59	25,57	0,094
Донецкий б-н	Г	Р	10	48,3	18,92	0,65	25,53	0,094
Донецкий б-н	Ж	Р	6	53,4	21,14	0,72	25,26	0,093
Донецкий б-н	Т	Р	6	55,2	20,6	0,70	26,80	0,098
Донецкий б-н	А	СШ	8,5	52,2	18,23	0,62	28,63	0,105
Кузнецкий б-н	Д	Р, СШ	11,5	56,4	21,9	0,75	25,75	0,094
Кузнецкий б-н	Г	Р, СШ	8,5	60,1	23,57	0,80	25,50	0,094
Кузнецкий б-н	Т	Р, СШ	7	70,2	25,12	0,86	27,95	0,102
Кузнецкий б-н	А	Р	10	68,8	24,16	0,82	28,48	0,104
Днепроровский б-н	1Б	Р	54	19,5	6,38	0,22	30,56	0,112
Кизеловский б-н	Ж	Р	6	48,6	19,68	0,67	24,70	0,091
Кизеловский б-н	Г	Р, МСШ	7,5	41,5	16,71	0,57	24,84	0,091

Окончание Таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Канско-Ачинский б-н, Ирша-Бородинское	2Б	Р	33	42,6	15,28	0,52	27,88	0,102
Канско-Ачинский б-н, Назаровское	2Б	Р	39	37,2	12,85	0,44	28,95	0,106
Канско-Ачинский б-н, Березовское	2Б	Р	33	44,2	15,66	0,53	28,22	0,103
Канско-Ачинский б-н, Боготольское	1Б	-	44	34,3	11,81	0,40	29,04	0,106
Канско-Ачинский б-н, Большесырское	3Б	-	24	51,7	19,05	0,65	27,14	0,100
Иркутский б-н, Черемховское	Д	Р, МСШ	15	42,5	16,41	0,56	25,90	0,095
Иркутский б-н, Азейское	3Б	Р	25	42,7	15,99	0,55	26,70	0,098
Партизанский б-н	Г	Р, СШ	5,5	49,8	19,47	0,66	25,58	0,094
Партизанский б-н	Ж	Р	5,5	52,7	20,52	0,70	25,68	0,094
Партизанский б-н	Т	Р	5	58,8	22,19	0,76	26,50	0,097
Печорский б-н, Интинское	Д	Р	11,5	44,2	16,87	0,58	26,20	0,096
Печорский б-н, Воркутинское	Ж	Р	8	52,6	20,77	0,71	25,32	0,093

Таблица А.2 – Удельные коэффициенты выбросов CO₂ по видам топлива в тоннах CO₂/ГДж

Вид топлива	Источник энергии	т CO ₂ /ГДж
Твердое топливо		
Первичные виды топлива	Антрацит	0,0983
	Коксующийся уголь	0,0946
	Прочий битуминозный уголь	0,0946
	Суббитуминозный уголь	0,0961
	Бурый уголь	0,1010
	Горючий сланец	0,1067
	Кокс	0,1070
	Торф	0,1060
Вторичные виды топлива и продукции	Коксовое топливо/ газовый кокс	0,1070
	Коксовый газ	0,0444
	Доменный газ	0,2600
	Угольные брикеты	0,0975
Жидкое топливо		
Первичные виды топлива	Сырая нефть	0,0733
	Эмульгированная нефть	0,0807
	Сжиженный природный газ	0,0642
Вторичные виды топлива и продукции	Бензин	0,0693
	Авиационный керосин	0,0715
	Прочие виды керосина	0,0719
	Сланцевое масло	0,0733
	Газойль /дизельное топливо	0,0741
	Топочный мазут	0,0774
	Сжиженный нефтяной газ	0,0631
	Этан	0,0616
	Лигроин	0,0733
	Битум	0,0807
	Смазочные материалы	0,0733
	Нефтяной кокс	0,0975
	Прочие нефтепродукты:	
	нефтезаводской газ	0,0576
	твердые парафины	0,0733
другие нефтепродукты	0,0733	
Газообразное топливо		
	Природный газ	0,059
	Попутный газ	0,057
	Отбензиненный газ	0,064
Бытовые отходы (небиологические фракции)		0,0917
Промышленные отходы		0,1430
Нефтяные отходы		0,0733

Приложение Б
(справочное)

Согласно рекомендациям МГЭИК для определения коэффициентов выбросов метана CH_4 и закиси азота NO_2 все виды топлива разделяются на 4 группы:

- уголь (твердое топливо);
- природный газ;
- нефть и нефтепродукты, включая топочный мазут, бензин и дизельное топливо;
- биомасса, дрова, отходы деревообработки и т.п.

Таблица Б.1 – Удельные коэффициенты выбросов метана по категориям источников и видам топлива (кг/ГДж)

Виды деятельности	Уголь ¹	Газообразное топливо	Нефть	Древесина/отходы древесины	Проч. виды биомассы и отходов	
Энергетика – крупные источники	0,001	0,001	0,003	0,03	0,03	
Производство электрической и тепловой энергии предприятиями, не относящимися к энергетической отрасли	0,01	0,005	0,002	0,03	0,04	
Жилищно-коммунальное хозяйство	Централизованное теплоснабжение ²	0,01	0,005	0,01	0,3	0,3
	Частный жилой сектор ²	0,3	0,005	0,01	0,3	0,4
Прочие стационарные источники	0,3	0,005	0,01	0,3	0,3	

Примечания:
 1. Коэффициенты для каменного и бурого угля могут быть в несколько раз больше
 2. Данные коэффициенты относятся к отоплению домов небольшими местными котельными и печами, при использовании теплоцентралей от крупных современных станций (то есть при производстве тепла в энергетической отрасли) следует использовать коэффициенты для энергетики из первой строки таблицы

Таблица Б.2 – Удельные коэффициенты выбросов закиси азота по видам топлива (кг/ГДж)

Уголь	Газообразное топливо	Нефть и нефтепродукты, включая топочный мазут, бензин и дизельное топливо	Биомасса
0,0014	0,0001	0,0006	0,004

Приложение В
(справочное)

Таблица В.1 – Основные технические направления в области энергосбережения

№ п/п	Наименование мероприятия	Описание мероприятия
1	Ввод в эксплуатацию электрогенерирующего оборудования на основе паро- и газотурбинных, парогазовых, турбодетандерных и газопоршневых установок	создание мини-ТЭЦ на базе двигателей внутреннего сгорания
		создание мини-ТЭЦ на базе когенерационных установок
2	Внедрение мини-ТЭЦ на древесном топливе, иных видах биомассы	
3	Модернизация и повышение эффективности котельных и технологических печей	перевод паровых котлов в водогрейный режим
		замена неэкономичных котлов и печей с низким КПД на более эффективные
		регулярное проведение регламентных эксплуатационных работ и режимно-наладочных мероприятий
		отбор дутьевого воздуха с верхней части зданий котельных
		установка экономайзеров и других теплообменников для утилизации ВЭР
		внедрение автоматизации контроля и регулирования процессов горения топлива
		передача нагрузок от неэкономичных котельных
4	Внедрение частотно-регулируемых электроприводов на механизмах с переменной нагрузкой	сетевые теплофикационные насосные станции
		канализационные насосные станции
		системы водоснабжения
		тягодутьевые механизмы котлов
5	Оптимизация и повышение эффективности работы систем теплоснабжения, внедрение новых эффективных источников теплоты	реконструкция тепловых узлов с внедрением высокоэффективных теплообменников
		децентрализация систем теплоснабжения с ликвидацией длинных и незагруженных паро- и теплотрасс и установкой локальных теплоисточников
6	Внедрение приборов группового, индивидуального учёта и автоматического регулирования в системах тепло-, газо-, и водоснабжения	
7	Оптимизация схем воздухо- и холодоснабжения в целях снижения электропотребления оборудованием	
8	Внедрение современных энергоэффективных и повышение энергоэффективности действующих технологий, процессов, оборудования и материалов в производстве	

ТКП 17.09-01-2011

Окончание таблицы В.1

9	Ликвидация электронагрева с переводом технологического оборудования на современные высокоэкономичные энергоносители (природный газ, высокотемпературные жидкости и другие)	перевод электросушильных установок и нагревательных печей, внедрение эффективных сушильных установок для зерна
10	Увеличение термосопротивления ограждающих конструкций зданий, сооружений, жилищного фонда	применение термоподдонов
		применение терморегулирующего газотермического покрытия
		внедрение новых технологий термореновации зданий и сооружений с применением теплоизоляционных материалов (стекло-минеральных волокон пенополистирольных плит и т.д.)
		замена стандартных окон на стеклопакеты в цехах заводов и предприятий
11	Внедрение автоматических систем управления освещением, энергоэффективных осветительных устройств, секционного разделения освещения	
12	Увеличение использования древесного топлива, иных видов биомассы, отходов производства, вторичных, энергоресурсов	перевод котлов и другого топливоиспользующего оборудования на использование древесного топлива, иных видов биомассы, горючих вторичных энергоресурсов и отходов производства
		использование тепловых вторичных энергоресурсов в системах теплоснабжения
		внедрение оборудования по утилизации тепловых вторичных энергоресурсов и вторичных энергоресурсов избыточного давления
		другие мероприятия по использованию ВЭР
13	Внедрение иных мероприятий по энергосбережению	технология вихревого сжигания твердого топлива, растительных и древесных отходов
		использование теплоты конденсата с теплового пункта и цехов для приготовления химически очищенной воды и отопления зданий
		использование теплоты уходящих газов нагревательных печей для приготовления горячей воды на хозяйственно бытовые нужды и отопления
		использование теплоты воздуха компрессоров для отопления
		использование теплоты дымовых газов от установки пиролизной очистки подвесок для нагрева воды
14	Внедрение возобновляемых источников энергии	внедрение гидроэлектрических, ветроэнергетических, гелио- и фотоэлектрических, биогазовых установок, котельных установок использующих древесное топливо, иные виды биомассы

Приложение Г
(справочное)

Таблица Г.1 – Ориентировочные нормативы расходов топлива на собственные нужды котельных установок с суммарной установленной мощностью до 12 МВт включительно

Наименование котельной установки	Нормативы расходов топлива на собственные нужды при работе на соответствующем топливе, %						
	газооб-разное топли-во	жидкое топливо		твердое топливо			
		мазут	ПБТ, ДТ	камен-ный уголь	бурый уголь	торф	дрова, дре-весные отходы
Паровые котельные установки							
АП, АПВ, БЭМ, ДЕ, ДКВ, ДКВР, КЕ, КПЖ, КМ, КРШ, Ланкарширские, Корнвалийские, ПА, Шухова, ШБ, ШС и др. производительностью более 2,5 т/ч	3,5	6,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Е, КМ, КПЖ, МЗК, ММЗ, ПА, ПКБМ, ПКБС, ПКН, ППК и др. производительностью менее 2,5 т/ч	4	7,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Локомотивные и паровозные типов: ЛМ, П, СК, СТК, Е, Л, О, 52, СО, СУ, ТУ, Ф, ФД, Щ, Э и др.	2,5	4,5	4	4	4	4	4
ВНИИСТО, Д, КВ, КГ-Ф, КПА, КПТ, КТ, МГ-2, Минск-1, НИИСТУ, Универсал, Э5-Д, Энергия и др. производительностью менее 1 т/ч	2,5	4,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Водогрейные котельные установки							
АВ-3, АВ-4, АВ-5, АПВ-3, ВА, ВК, КБН-Г, КВ-Г, КВГ-4,65, КВГ-7,56, КВ-ГМ, КВГМ, КВЖ-3,5, КВЖ-5, КВ-ТС-4, КВ-ТС-6,5, КВТ-3, КВТ-4, КСВ, ТВГ-4, ТВГ-8, ТГ-3 и др. производительностью 3 Гкал/ч и выше	3,5	5,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
КВ-1Г, КВ-0,8Ж, КВГ-1,1, КВГМ-1, КВГМ-2, КВЖ-0,8, КВЖ-1,1, КВЖ-1,7, КВЖ-2, КВТ-1, КВТ-2, КВ-ТС-1, ТВГ-0,75, ТВГ-1,5, ТВГ-2,5 и др. производительностью до 3 Гкал/ч	3	4,5	3,5	4	4	4	4
АВ-2, Братск, ВНИИСТО, ГАЗ-900, Кировец, КВ-0,36Т, КВГ-0,25, КВГ-0,7, КВГМ-0,5, КВЖ-0,25, КВТ-0,12, КВТ-0,25, КВТ-0,5, КуВ-0,36Г, МГ-2, Минск-1, НИИСТУ-5, НРЧ, НР-17, НР-18, Тула	2	3,5	3	3,5	3,5	3,5	3,5

Библиография

- [1] «Временная методика по определению потерь тепловой энергии в сетях теплоснабжения с учетом их износа, сроков и условий эксплуатации»
Утверждена постановлением Комитета по энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь от 30.01.2006 №1
- [2] «Методические рекомендации по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий»
Утверждены Председателем Комитета по энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь 22.12.2003 г.
- [3] Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК
- [4] Республиканская программа энергосбережения на 2006 – 2010 годы
- [5] Киотский протокол к Рамочной Конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата
- [6] Региональное руководство БАСРЕК по процедурам совместного осуществления в регионе Балтийского моря