УДК 621.182.4.004.12
DOI: 10.34031/ES.2026.3.08

Секция
Электроэнергетика и электротехника

СЖИГАНИЕ БИОМАССЫ И ТВЕРДЫХ МУНИЦИПАЛЬНЫХ ОТХОДОВ НА КОЛОСНИКОВОЙ РЕШЕТКЕ В КОТЛАХ МАЛОЙ МОЩНОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДОЖИГА СВАЛОЧНЫМ ГАЗОМ: ОБЗОР

Корнилова Н.В.

БГТУ им. В.Г. Шухова, г. Белгород

Аннотация

Рассмотрены особенности слоевого сжигания древесной биомассы и твердых коммунальных отходов (ТКО) на колосниковых решетках в котлах тепловой мощностью от 100 кВт до 5 МВт. Описаны конструкции неподвижных, наклонно-переталкивающих и цепных решеток, стадийность процесса горения и влияние свойств топлива на его устойчивость. Приведены диапазоны коэффициента избытка воздуха, влажности, температуры в топке, гранулометрического состава и времени пребывания газов, при которых достигается полное сгорание. Обобщены данные по образованию оксидов азота, монооксида углерода, диоксинов и фуранов, твердых частиц и полициклических ароматических углеводородов. Низкая и нестабильная теплотворная способность влажного топлива требует вспомогательного топлива в количестве 5–25% от общего тепловыделения. Рассмотрено применение свалочного газа как возобновляемой замены природного газа и мазута: его состав, энергетический потенциал, надслоевая схема подачи в топку, автоматическое управление соотношением «твердое топливо – газ – воздух». Проведен расчет влияния доли добавляемого природного газа и биогаза на температуру горения и объем продуктов горения. Систематизированы проблемы совместного сжигания: коррозия, шлакование, колебания состава и дебита газа, выбросы SO_2 и продуктов неполного сгорания.

Ключевые слова: *слоевое сжигание, колосниковая решетка, биомасса, твердые коммунальные отходы, свалочный газ, дожиг, котел малой мощности, вредные выбросы.*

COMBUSTION OF BIOMASS AND SOLID MUNICIPAL WASTE ON A GRATE IN LOW-CAPACITY BOILERS USING LANDFILL GAS FOR AFTERBURNING: A REVIEW

Natalia Kornilova

Belgorod State Technological University named after V.G. Shukhov, Belgorod

Abstract

This paper examines the characteristics of layered combustion of wood biomass and municipal solid waste (MSW) on grate bars in boilers with thermal capacities ranging from 100 kW to 5 MW. The paper describes the designs of fixed, inclined-shoveling, and chain grates, the stages of the combustion process, and the influence of fuel properties on combustion stability. The ranges of the excess air ratio, moisture content, furnace temperature, particle size distribution, and gas residence time at which complete combustion is achieved are presented. Data on the formation of nitrogen oxides, carbon monoxide, dioxins and furans, particulate matter, and polycyclic aromatic hydrocarbons are summarized. The low and unstable calorific value of wet fuel requires auxiliary fuel amounting to 5–25% of the total heat release. The use of landfill gas as a renewable substitute for natural gas and fuel oil is examined: its composition, energy potential, over-bed feed system into the furnace, and automatic control of the "solid fuel–gas–air" ratio. The effect of the proportion of added natural gas and biogas on the combustion temperature and the volume of combustion products was calculated. The problems associated with co-combustion were systematized: corrosion, slagging, fluctuations in gas composition and flow rate, and emissions of SO_2 and products of incomplete combustion.

Keywords: *layered combustion, grate, biomass, municipal solid waste, landfill gas, afterburning, low-capacity boiler, harmful emissions.*

Особенности сжигания биомассы и твердых муниципальных отходов на колосниковой решетке в котлах малой мощности

Characteristics of the Combustion of Biomass and Municipal Solid Waste on a Grate in Low-Capacity Boilers

Колосниковая решетка остается самым распространенным топочным устройством для слоевого сжигания твердых топлив в котлах тепловой мощностью от 100 кВт до 5 МВт. Более 30 лет доля колосниковых топок в европейском парке малых котлов на биомассе превышает 80% [1, 2]. Такое распространение объясняется простотой принципа действия: топливо поступает на подвижную или неподвижную решетку, первичный воздух проходит через ее отверстия, а воспламенение происходит в слое толщиной 100–500 мм [3]. Технологии кипящего слоя из-за конструктивного усложнения и высокой стоимости применяются на более крупных объектах, обычно от 10–20 МВт [4].

Колосниковые решетки котлов малой мощности выполняются в трех основных вариантах: неподвижные (рис. 1), наклонно-переталкивающие (рис. 2) и цепные. Цепная решетка представляет собой полотно из фасонных колосников, соединенных цепями и приводимых в движение звездочками. Неподвижные решетки устанавливаются в котлах мощностью до 500 кВт, наклонно-переталкивающие и цепные характерны для установок мощностью 1–5 МВт. В работе [3] отмечено, что для биомассы с высокой зольностью (солома, лузга подсолнечника) предпочтительны наклонно-переталкивающие решетки, поскольку они обеспечивают механическое удаление шлака. Скорость движения колосников регулируется в диапазоне 0,5–2,0 м/ч в зависимости от зольности топлива.

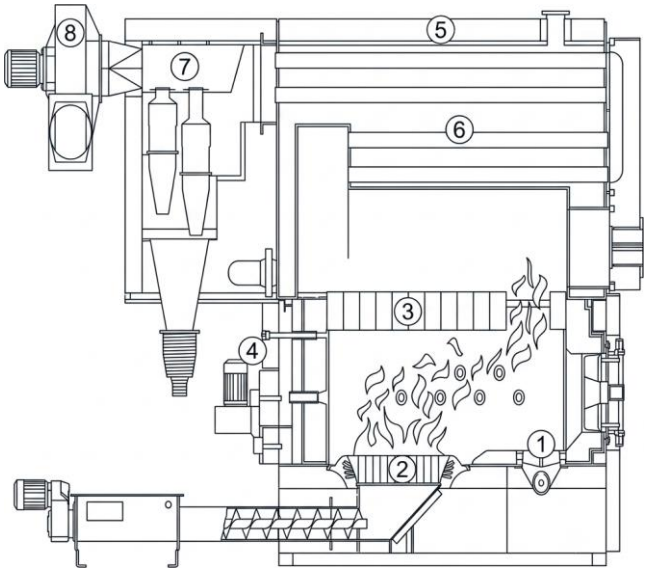


Рис. 1. Котел с неподвижной колосниковой решеткой [1]:
1 –бункер золы; 2 – колосниковая решетка; 3 – огнеупорная перегородка; 4 – дутьевые вентиляторы; 5 – теплоизоляция; 6 – жаротрубный пучок; 7 – циклонный фильтр; 8 – дымосос

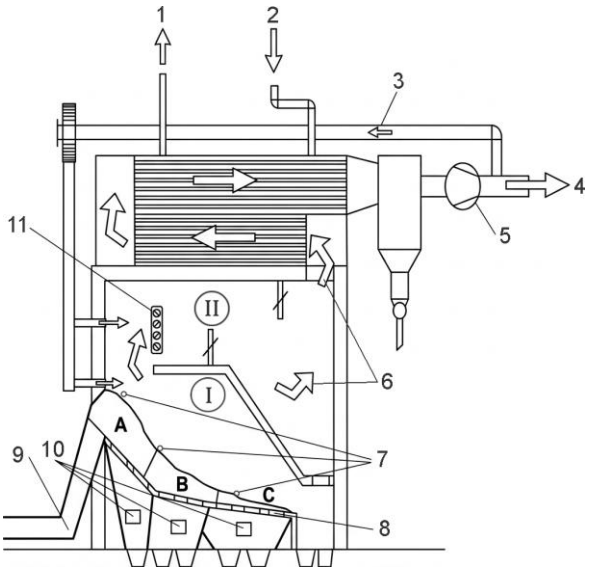


Рис. 2. Котел с наклонной переталкивающей решеткой [1]:
A – зона сушки; B – зона газификации; C – зона горения.
Зона сгорания: I – первичная; II – вторичная; 1 – прямая вода; 2 – обратная вода; 3 – рециркуляция дымовых газов; 4 – отходящие дымовые газы; 5 – дымосос; 6 – продукты горения (дымовые газы); 7 – инфракрасный контроль; 8 – колосниковая решетка; 9 – подача топлива; 10 –первичный воздуха; 11 – сопла вторичного воздуха

Слоевое сжигание биомассы протекает в несколько стадий. Топливо последовательно проходит сушку, пиролиз, воспламенение летучих и горение коксового остатка. Для топлива влажностью 35–50%, к которому относятся и ТКО, сушка может занимать до 30% длины колосниковой решетки [5]. Поэтому решетку разделяют на зоны с разной интенсивностью дутья и применяют ступенчатый подвод воздуха.

ТКО отличаются от биомассы крайней неоднородностью состава. Их теплотворная способность составляет 6–12 МДж/кг в зависимости от фракционного состава и влажности [6]. По данным [7], содержание пластика в ТКО европейских городов достигает 9–14% по массе. Пластик повышает калорийность, но одновременно увеличивает риск образования диоксинов и фуранов. Влажность ТКО составляет 25…55%, зольность – 15…30% [8], что заметно затрудняет организацию устойчивого горения на колосниковой решетке.

Котлы мощностью менее 1 МВт чувствительны к стабильности характеристик топлива. Топочная камера обладает малой тепловой инерцией, поэтому изменение влажности или фракционного состава сразу отражается на температуре в топке и составе отходящих газов [9]. В экспериментах [10] при росте влажности биомассы с 30 до 50% температура в топке снижалась на 120…180°С, а концентрация CO в продуктах горения увеличивалась в 4–7 раз.

Факторы, влияющие на устойчивое горение биомассы и ТКО
Factors Affecting the Stable Combustion of Biomass and Municipal Solid Waste

Устойчивость горения в слое топлива на колосниковой решетке определяется несколькими взаимосвязанными параметрами. Наибольшее влияние оказывают коэффициент избытка воздуха α и влажность топлива.

Оптимальное значение α составляет 1,4…1,8 для биомассы и 1,6…2,2 для ТКО [11]. Уменьшение α вызывает химический недожог с образованием CO. Увеличение α снижает температуру в топке и повышает потери с отходящими газами, то есть уменьшает коэффициент полезного действия котла. Помимо общего избытка воздуха, на эффективность горения влияет распределение первичного воздуха по зонам колосниковой решетки.

Влажность определяет температуру и стабильность горения. При влажности выше 55% самостоятельное горение без вспомогательного топлива невозможно [5]: температура в слое падает ниже 600°С, и этого недостаточно для воспламенения летучих. Для ТКО предельная влажность составляет около 50%.

Температуру в топочной камере необходимо поддерживать в диапазоне 850–1100°С. Нижняя граница задается условием полного окисления CO и летучих углеводородов, то есть полного сгорания топлива. В работе [10] экспериментально подтверждено, что при температуре ниже 800°С концентрация монооксида углерода в отходящих газах котлов на биомассе растет по экспоненте и достигает 3000–5000 мг/Нм^3.

Верхняя граница определяется риском шлакования колосников. Оно зависит от зольности топлива, температуры плавления золы и образования смол при термическом разложении полимерных и органических фракций. Зольность древесной биомассы составляет 0,5–2%, ТКО – 15–30% [6]. Согласно [1], температуру слоя следует поддерживать ниже температуры размягчения золы, которая для ТКО находится в диапазоне 950–1050°С.

Снижение влажности топлива с 45 до 25% повышает адиабатическую температуру горения на 200–250°С [12].

Аэродинамику слоя и топки определяет гранулометрический состав топлива. Оптимальный размер частиц биомассы для колосникового сжигания составляет 10–50 мм [13]. Частицы мельче 3 мм уносятся потоком воздуха и дают механический недожог, а частицы крупнее 100 мм горят неравномерно и образуют зоны локального недостатка

кислорода. Для ТКО после сортировки и измельчения оптимальный размер частиц равен 50–150 мм. В работе [8] показано, что измельчение ТКО до фракции менее 80 мм повышает полноту сгорания на 12–18% и снижает выбросы CO на 25–30%.

На полноту горения и образование вредных веществ влияет время пребывания газов в горячей зоне. Для полного сгорания летучих их необходимо выдерживать при температуре выше 850°C не менее 0,5–1,0 с [3]. В котлах малой мощности с компактной топкой обеспечить такое время трудно, поэтому требуются вторичные камеры дожига или подача вторичного воздуха с высокой степенью турбулизации потока.

Факторы, влияющие на образование вредных веществ при слоевом сжигании биомассы и ТКО

Factors Affecting the Formation of Harmful Substances During Layer Combustion of Biomass and Municipal Solid Waste

Слоевое сжигание биомассы и ТКО сопровождается эмиссией оксидов азота (NO_x), монооксида углерода (CO), летучих органических соединений (ЛОС), полициклических ароматических углеводородов (ПАУ), диоксинов и фуранов (ПХДД/ПХДФ), а также твердых частиц [14].

Оксиды азота образуются преимущественно по топливному механизму, из азота, содержащегося в биомассе и ТКО. Доля топливных NO_x достигает 70–80% от общего объема [10]. Содержание азота в древесной биомассе составляет 0,1–0,5% на сухую массу, в ТКО – 0,5–1,5% [11]. Термические NO_x образуются в заметном количестве лишь при температуре выше 1300°C, которая в котлах малой мощности с колосниковой решеткой обычно не достигается. Концентрация NO_x в дымовых газах котлов на биомассе без систем очистки составляет 150–350 мг/Нм^3 при 11% O_2 [15], для ТКО характерны более высокие значения – 250–600 мг/Нм^3. К первичным мерам снижения NO_x относятся ступенчатый подвод воздуха и рециркуляция дымовых газов. В экспериментах [16] ступенчатое дутье уменьшало выбросы NO_x на 30–45%.

Монооксид углерода служит индикатором неполноты сгорания. Его концентрация резко возрастает при снижении температуры в топке ниже 800°C и при локальном недостатке кислорода. В хорошо спроектированных котлах на биомассе уровень CO составляет 50–200 мг/Нм^3. При нестабильном горении ТКО он может достигать 1000–5000 мг/Нм^3 [7]. CO токсичен сам по себе и, кроме того, коррелирует с присутствием других продуктов неполного сгорания, ПАУ и сажи.

Диоксины и фураны представляют наибольшую экологическую опасность. При сжигании ТКО они образуются по механизму de novo синтеза на поверхности частиц золы в присутствии хлора, углерода и катализаторов (медь, железо) при температурах 250–450°C [17]. Образование диоксинов предотвращается двумя способами: быстрым охлаждением дымовых газов в интервале 450–250°C, то есть прохождением «диоксинового окна» менее чем за 2 с, либо поддержанием температуры выше 850°C со временем пребывания более 2 с. В котлах малой мощности выполнить эти условия технически трудно. По данным [18], концентрация ПХДД/ПХДФ после мусоросжигательных установок старого поколения достигала 10–50 нг I-TEQ/Нм^3 при нормативе 0,1 нг/Нм^3.

Твердые частицы при сжигании биомассы состоят из сажи, конденсатов органических веществ и солей щелочных металлов (KCl, K_2SO_4). Концентрация пыли в дымовых газах составляет 50–200 мг/Нм^3 для древесного топлива и 300–1500 мг/Нм^3 для соломы [9]. Пылевая нагрузка при сжигании ТКО выше и равна 500–3000 мг/Нм^3, причем до 40% массы частиц приходится на субмикронную фракцию (PM_1), наиболее опасную для здоровья. По данным [19], выбросы $PM_{2.5}$ от малых котлов на биомассе в 10–100 раз превышают выбросы современных котельных на природном газе.

Выбросы ПАУ и бенз(а)пирена лежат в диапазоне 0,01–5 мкг/Нм^3 для биомассы и 0,5–50 мкг/Нм^3 для ТКО. В работе [20] установили, что уровень ПАУ возрастает на порядок при снижении температуры в топке с 900 до 700°С.

На основании измерения выбросов при сжигании различных видов отходов в твердотопливном котле малой мощности [21, 22] и на основании CFD-моделирования горения КВА-топлива на колосниковой решетке [23, 24] установлено, что главным фактором, влияющим на образование выбросов, является режим горения топлива.

Необходимость использования дополнительного высококалорийного топлива
The need to use additional high-calorie fuel

Низкая и нестабильная теплотворная способность биомассы и ТКО вынуждает использовать дополнительное высококалорийное топливо для поддержания устойчивого горения. Потребность возрастает при повышенной влажности основного топлива, на этапах пуска котла и при сезонных изменениях состава ТКО.

Свежесрубленная древесина влажностью 50% имеет теплотворную способность около 8,5 МДж/кг, что почти вдвое ниже, чем у воздушно-сухой древесины влажностью 15% (16,5 МДж/кг). При 8,5 МДж/кг температура адиабатического горения не превышает 900°С даже при оптимальном избытке воздуха [5]. Любое дополнительное поступление влаги или увеличение расхода воздуха немедленно опускает температуру ниже предела воспламенения летучих.

Для ТКО проблема острее. Теплотворная способность несортированных отходов может снижаться до 5–6 МДж/кг в сезон дождей или при высоком содержании пищевой фракции [6]. При таких значениях горение на колосниковой решетке полностью прекращается через 15–30 минут после остановки подачи вспомогательного топлива. По расчетам [8], для поддержания температуры 850°С при влажности ТКО 50% необходимо высококалорийное топливо в количестве 15–25% от общего тепловыделения.

Традиционно в качестве вспомогательного топлива применяются природный газ, дизельное топливо и мазут. Расход природного газа для стабилизации горения составляет 5–15% от тепловой мощности котла в зависимости от качества основного топлива и конструкции топки [11]. Экспериментальное исследование совместного сжигания угля, биомассы и природного газа

Как отмечается в работе [25] дожиг с использованием природного газа приводит к повышению полноты сгорания, сокращению выбросов CO_2 , CO и NOx пропорционально доле природного газа, зольные отложения становятся более хрупкими и легко удаляемыми, уменьшая их воздействие на поверхности нагрева котла.

Затраты на вспомогательное топливо могут достигать 20–30% от общих затрат на производство тепловой энергии. По оценке [1], при цене природного газа 350 евро за 1000 м^3 ежегодные расходы на вспомогательное топливо для котла мощностью 2 МВт превышают 40 000 евро. Поэтому использование природного газа существенно увеличивает прямые затраты (OPEX) [26].

Использование свалочного газа полигонов ТКО для совместного сжигания с биомассой и ТКО
Использование свалочного газа полигонов ТКО для совместного сжигания с биомассой и ТКО

Свалочный газ (landfill gas, LFG) образуется при анаэробном разложении органической фракции отходов на полигонах ТКО. Скорость генерации газа составляет 0,05–0,40 Нм^3 на 1 кг отходов в год [27]. Газ содержит 45–55% об. метана, 35–45% об. диоксида углерода, 5–15% об. азота, 100–3000 ppm сероводорода, а также следовые количества меркаптанов, силанов и галогенсодержащих соединений [28]. Теплотворная спо-

собность свалочного газа составляет 15–20 МДж/Нм^3, или примерно 40–55% от теплотворной способности природного газа [29].

Мировой объем собираемого свалочного газа оценивается в 35–40 млрд Нм^3 в год, из которых эффективно утилизируется не более 60% [30]. Остальной газ сжигается на факелах без полезного использования или выбрасывается в атмосферу. Ущерб в этом случае двойной: метан создает парниковый эффект, в 28 раз превышающий эффект CO_2 на горизонте 100 лет, а энергия теряется [31].

Совместное расположение полигонов ТКО и мусоросжигательных или биоэнергетических установок создает условия для синергии [32]. Полигон генерирует свалочный газ в течение 20–30 лет после закрытия. Дебит газа из средней скважины составляет 30–100 Нм^3/ч при разрежении 50–100 мбар [30]. Система сбора включает сеть вертикальных скважин глубиной 10–30 м, коллекторы и компрессорную станцию. Давление газа на выходе компрессора равно 0,5–2,0 бар, чего достаточно для подачи в горелки котла без дополнительного дожатия.

Главной технической проблемой остается нестабильность состава свалочного газа [33, 34]. Концентрация метана изменяется в течение суток и сезона на ±10% от среднего значения [35]. Содержание сероводорода может меняться от 100 до 3000 ppm в зависимости от возраста полигона и состава захороненных отходов. При сжигании неочищенного свалочного газа образуются оксиды серы (SO_2), которые усиливают коррозию теплообменных поверхностей и повышают точку росы дымовых газов до 120–140°C.

Несмотря на эти ограничения, свалочный газ остается перспективным топливом для дожига в котлах, сжигающих биомассу и ТКО. Его применение решает две задачи одновременно: утилизирует парниковый газ и сокращает потребление ископаемого вспомогательного топлива. [27] подсчитали, что энергия свалочного газа крупного полигона (дебит 500–2000 Нм^3/ч) способна обеспечить 10–30% тепловой мощности мусоросжигательного котла средней производительности.

Влияние дополнительного сжигания свалочного газа на объем продуктов горения и температуру горения

The Effect of the Proportion of Landfill Gas Used on the Volume of Combustion Products and the Combustion Temperature

Для оценки влияния дополнительного сжигания газообразного топлива автором произведен расчет совместного горения твердого и газообразного топлива с применением методик теплотехнических расчетов по приведённым характеристикам RDF-топлив [36] и совместного сжигания биогаза и RDF топлива [37].

В качестве отходов использовались три усредненных состава ТКО, приведенные в табл. 1, в качестве газообразного топлива – природный газ и свалочный газ (биогаз) среднего состава и с низким содержанием метана (табл. 2).

Таблица 1

Состав сжигаемых отходов [36]

Наименование	Элементарный состав на рабочую массу, мас. %								Теплота сгорания низшая, кДж/кг
	$C^р$	$H^р$	$O^р$	$N^р$	$S^р$	$A^р$	$W^р$	Сумма	
ТКО с естественной влажностью	19,11	2,54	12,77	0,48	0,15	14,95	50	100	6 464
Частично высушенные ТКО	26,76	3,56	17,86	0,68	0,21	20,93	30	100	10 062
RDF-топливо	34,4	4,58	22,96	0,87	0,27	26,92	10	100	13 655

Таблица 2

Состав газообразного топлива

Наименование	Объемный состав, %								Теплота сгорания низшая, кДж/м³
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	O_2	N_2	CO_2	Сумма	
Природный газ (ПГ)	98,24	0,33	0,2	0,09	–	1	0,14	100	35 689
Свалочный газ среднего состава (Б57) [29]	57	–	–	–	1,8	3,2	38	100	20 417
Свалочный газ с низким содержанием метана (Б35) [29]	35	–	–	–	5	30	30	100	12 537

Расход ТКО соответствовал мощности тепловыделения 1 МВ и составлял: 0,155 кг/с (0,56 т/ч) для влажности 50%; 0,099 кг/с (0,36 т/ч) для влажности 30% и 0,073 кг/с (0,26 т/ч) для влажности 10%. Объем подаваемого воздуха соответствовал коэффициент избытка 1,4 для ТКО и 1,1 для газообразного топлива. Результаты расчетов представлены на рис. 3.

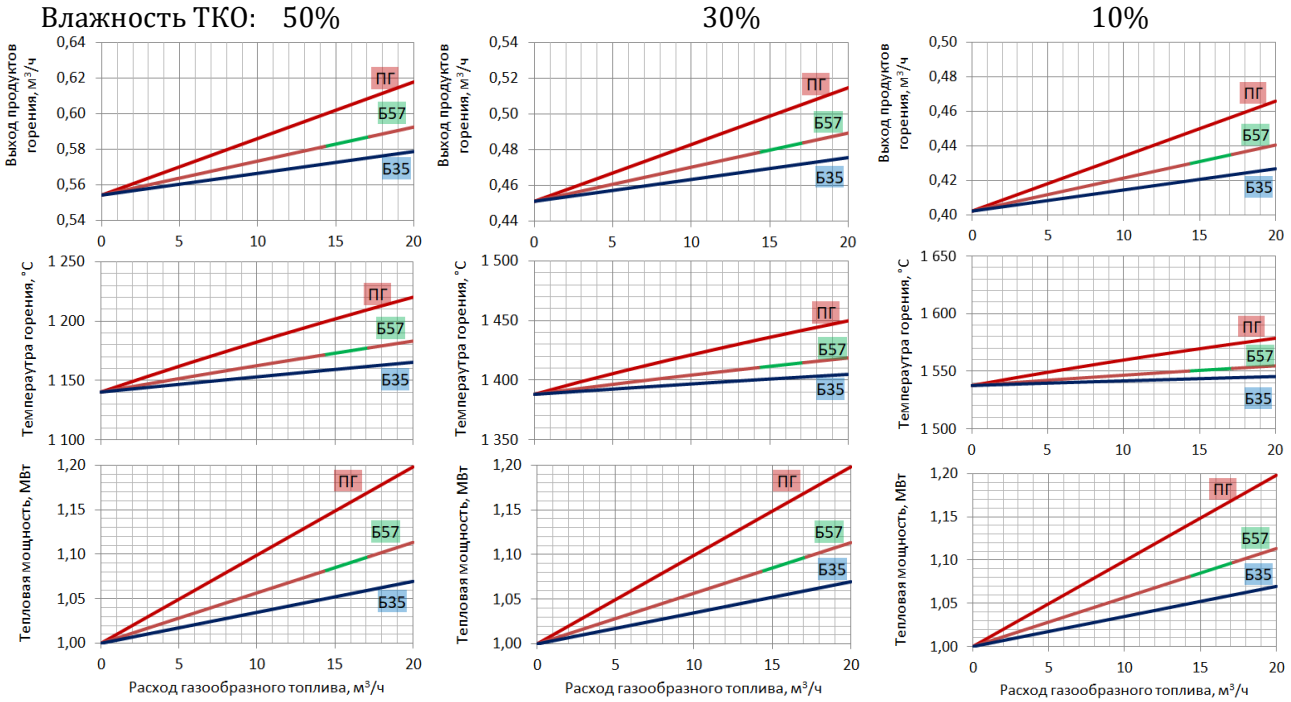


Рис. 3. Влияние дополнительного сжигания газообразного топлива на параметры горения

Без ввода дополнительного газообразного топлива расчетные теоретические температуры горения составляют:

- влажность ТКО 50%: 1140°С;
- влажность ТКО 30%: 1388°С;
- влажность ТКО 10%: 1538°С,

то есть снижение влажности с 50 до 10% повышает температуру горения примерно на 400°С.

При расходе газообразного топлива 20 м³/ч дополнительное тепловыделение составляет для природного газа (ПГ) 0,198 МВт, кВт; для обычного биогаза (Б57) 0,113 МВт; для «обеднённого» биогаза (Б35) 0,086 МВт.

Во всех рассмотренных случаях увеличение расхода газообразного топлива приводит к близком к линейному повышению температуры горения. При расходе газа 20 м^3/ч повышение температуры составляет:

		ПГ	Б57	Б35
Влажность ТКО:	50%	80°С	43°С	25°С
	30%	62°С	31°С	17°С
	20%	41°С	17°С	8°С

Наибольшее увеличение наблюдается для наиболее влажных ТКО. Можно сделать вывод, что ввод дополнительного топлива эффективно повышает температуру горения и может использоваться для стабилизации процесса при высокой влажности отходов. При снижении влажности ТКО необходимость в дополнительном топливе уменьшается: сухие отходы самостоятельно обеспечивают высокую температуру горения, а добавка газа дает сравнительно небольшой дополнительный прирост.

Технические решения для совместного сжигания биомассы и ТКО с биогазом в котлах малой мощности с колосниковой решеткой

Technical solutions for the co-combustion of biomass and municipal solid waste with biogas in low-capacity grate-fired boilers

Совместное сжигание твердого топлива и свалочного газа в котлах малой мощности реализуется по двум основным схемам: подача газа в надслоевое пространство (дожиг летучих) и подача газа непосредственно в слой топлива. Первая схема применяется шире.

В надслоевой схеме газовые горелки монтируются в стенках топки на высоте 0,5–1,5 м над колосниковой решеткой. Факел направлен в зону выхода летучих из слоя. Температура факела природного газа достигает 1900°С, свалочного газа – 1600–1750°С из-за балластирования CO_2 и азотом [30]. Этого достаточно для надежного воспламенения летучих и дожига CO и углеводородов. Расход свалочного газа регулируется в диапазоне 20–100% от номинала горелки в зависимости от текущей температуры в топке.

Еще в 1990 г. Gas Research Institute (USA) создал систему сжигания для печей ТКО с совместным использованием небольшого количества природного газа и свалочного газа (рис. 4). Система позволяла контролировать выбросы диоксинов и фуранов и одновременно стабилизировала тепловую мощность агрегата.

Модификация топки под газовые горелки включает устройство амбразур в футеровке, установку запально-защитных устройств и газовой арматуры. Для котла мощностью 2 МВт устанавливаются 2–4 горелки суммарной мощностью 400–600 кВт. Стоимость такой модернизации составляет 25 000–60 000 евро для котлов европейского производства

Отдельным элементом является система автоматического управления соотношением «твердое топливо – газ – воздух». Контроллер получает сигналы от датчиков температуры в топке, содержания кислорода в дымовых газах

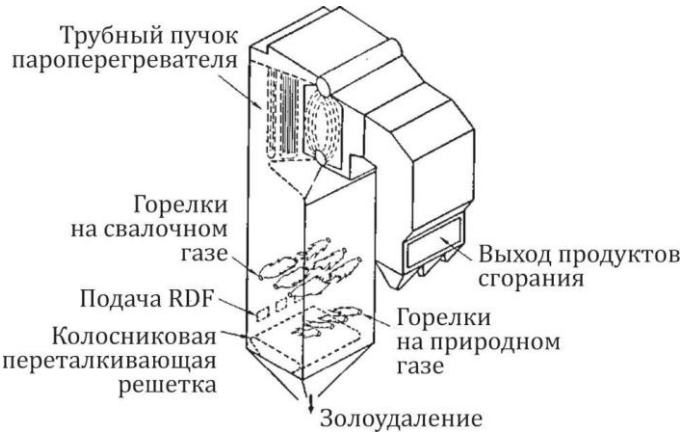


Рис. 4. Установка для совместного сжигания отходов, природного газа и биогаза [37, 38]

(λ-зонд) и расхода свалочного газа. [1]. При падении температуры ниже 850°C подача газа автоматически увеличивается, при повышении выше 950°C снижается. Алгоритм учитывает инерционность слоя твердого топлива: постоянная времени реакции слоя на изменение расхода воздуха составляет 5–15 минут, тогда как газовый факел реагирует на изменение расхода за 2–5 секунд [3].

Газогорелочные устройства для свалочного газа отличаются от стандартных горелок для природного газа. Низшая теплота сгорания свалочного газа в 2–2,5 раза ниже, поэтому диаметр газовых сопел увеличивают в 1,4–1,6 раза. Скорость истечения газа из сопла снижается с 50–80 м/с (природный газ) до 25–40 м/с [39]. Для компенсации применяются завихрители с углом лопаток 30–45°, которые поддерживают стабильную рециркуляционную зону у устья горелки [11].

Серьезная эксплуатационная проблема – конденсация влаги из свалочного газа в трубопроводах. Газ, выходящий из полигона, насыщен водяным паром при температуре 25–40°C. При транспортировке его температура снижается и выпадает конденсат в количестве 20–50 г/м^3 газа. Для удаления конденсата устанавливают сепараторы и дренажные колодцы с шагом 50–100 м. [28] рекомендуют подогревать газ перед подачей в горелки до 15–20°C, чтобы исключить конденсацию в арматуре горелки.

Основные проблемы при совместном сжигании биомассы и ТКО с биогазом

Major Challenges in the Co-incineration of Biomass and Municipal Solid Waste with Biogas

Можно выделить следующие проблемы.

1. Шлакование и загрязнение поверхностей нагрева. Совместное сжигание биомассы и ТКО дает золу с широким диапазоном температур плавления. При добавлении свалочного газа температура в зоне дожига возрастает на 80–150°C по сравнению с режимом без газа. Этого достаточно, чтобы зола ТКО с температурой размягчения 950–1050°C начала припекаться к стенкам топки и трубам конвективного пучка. [13] отмечают, что отложения на поверхностях нагрева снижают коэффициент теплопередачи на 20–40% за 500–1000 часов работы.

2. Коррозия теплообменных поверхностей. Свалочный газ содержит до 3000 ppm сероводорода, при сжигании которого в дымовых газах образуются SO_2 и SO_3. В сочетании с хлоридами, выделяющимися при горении ТКО (содержание хлора в ТКО составляет 0,5–1,5% за счет ПВХ), формируется агрессивная среда, способствующая высокотемпературной хлорной коррозии стальных поверхностей. [12] описывает механизм активной коррозии перегревателей при температуре металла выше 450°C в присутствии KCl и SO_2. Скорость коррозии углеродистой стали в таких условиях достигает 1–3 мм/год, а межремонтный интервал котла сокращается до 2–4 лет.

3. Нестабильность состава и дебита свалочного газа. Концентрация метана колеблется от 40 до 60% об. в зависимости от атмосферного давления, сезона и режима откачки газа. Каждое изменение концентрации метана на 5% меняет теплотворную способность газа на 1,5–2 МДж/Нм^3, а скорость распространения пламени на 10–15% [30]. Это вызывает пульсации факела и вибрации в топке, особенно заметные в котлах малой мощности с небольшим объемом топочной камеры.

Производительность скважин снижается на 5–10% в год после пика генерации газа. Максимальный дебит приходится на первые 2–5 лет после закрытия полигона, затем в течение 10–20 лет происходит экспоненциальный спад. Проект системы совместного сжигания должен учитывать этот график и предусматривать переход на резервное топливо по мере истощения полигона.

Так же зависимость выделения биогаза от температуры приводит к нестабильности выработки в течении года со снижением в зимние периоды [40].

4. Соблюдение экологических нормативов и образование полиароматических соединений. Добавление свалочного газа при сжигании ТКО увеличивает общий объем дымовых газов на 5–15% и может повысить концентрацию SO_2 выше допустимых 50 мг/Нм^3. При концентрации H_2S в свалочном газе 1000 ppm выбросы SO_2 без газоочистки достигают 200–400 мг/Нм^3 [27]. Требуется установка систем сероочистки дымовых газов, которая экономически оправдана для установок мощностью более 5 МВт, но проблематична для малых котлов. При неполном сгорании свалочного газа и нарушении соотношения газ/воздух возможно образование сажи, ПАУ и бенз(а)пирена. [20] установили, что выбросы бенз(а)пирена возрастают в 3–5 раз при коэффициенте избытка воздуха для газового факела менее 1,1. Контроль содержания кислорода в дымовых газах должен быть непрерывным.

Основные выводы из обзора (Key conclusions from the review)

1. Слоевое сжигание биомассы и ТКО на колосниковой решетке в котлах малой мощности (100 кВт – 5 МВт) является технологически освоенным, но трудно управляемым процессом. Устойчивость горения зависит от согласованного действия пяти параметров: (1) коэффициента избытка воздуха (1,4–2,2); (2) распределения первичного и вторичного дутья (от 50:50 до 70:30); (3) гранулометрического состава топлива (10–150 мм); (4) влажности (менее 50–55%); (5) температуры в топке (850–1100°C). Отклонение любого из них повышает выбросы CO, ПАУ и диоксинов.

2. Выбросы вредных веществ при слоевом сжигании до систем очистки составляют: NO_x – 150–600 мг/Нм^3, CO – 50-5000 мг/Нм^3 в зависимости от режима, твердые частицы – 50–3000 мг/Нм^3, диоксины – до 50 нг I-TEQ/Нм^3. Первичные меры (ступенчатое дутье, рециркуляция газов, быстрое охлаждение в «диоксиновом окне») снижают выбросы на 30–70%.

3. Низкая теплота сгорания влажной биомассы (8,5 МДж/кг при влажности 50%) и несортированных ТКО (5–12 МДж/кг) требует дополнительного топлива (5–25% от общего тепловыделения). Замена ископаемого топлива свалочным газом с теплотворной способностью 15–20 МДж/м^3 технически осуществима и экологически оправданна.

4. Совместное сжигание биомассы и ТКО со свалочным газом реализуется по надслоевой схеме: над колосниковой решеткой устанавливаются 2–4 газовые горелки мощностью 400–600 кВт. Модернизация котла мощностью 2 МВт требует капитальных затрат 25 000–60 000 евро. Автоматическое управление соотношением «твердое топливо – газ – воздух» с применением λ-зонда сохраняет устойчивость процесса при колебаниях состава и влажности твердого топлива и концентрации метана в свалочном газе.

5. Совместное сжигание сопровождается высокотемпературной коррозией (до 3 мм/год), шлакованием поверхностей нагрева со снижением теплопередачи на 20–40%, пульсациями факела при колебаниях концентрации метана, повышенными выбросами SO_2 и снижением дебита свалочного газа на 5–10% в год по мере истощения полигона. Решение этих проблем требует комплекса мер: очистки свалочного газа от сероводорода до уровня ниже 200 ppm, применения коррозионно-стойких сталей для перегревателей, установки систем сероочистки дымовых газов и гибкой топливной системы с возможностью перехода на резервное топливо.

6. Совместное использование полигона ТКО и котельной на биомассе/ТКО позволяет утилизировать свалочный газ с энергетическим потенциалом, эквивалентным 15–20 млн тонн угля в год в глобальном масштабе, сокращая при этом эмиссию метана в атмосферу и замещая ископаемое топливо. Дальнейшие исследования следует направить на оптимизацию аэродинамики совмещенных газовых и твердотопливных факелов, разработку каталитических систем дожига для малых котлов и создание недорогих методов очистки свалочного газа от сероводорода и силанов.

Информация о финансировании (Acknowledgments)

Работа выполнена в рамках реализации федеральной программы поддержки университетов «Приоритет 2030» с использованием оборудования на базе Центра высоких технологий БГТУ им. В.Г. Шухова.

Библиографический список

1. **Obernberger I.** Decentralized biomass combustion: state of the art and future development // Biomass and Bioenergy. – 1998. – Vol. 14, № 1. – P. 33-56. DOI: 10.1016/S0961-9534(97)00034-2.
2. **Nussbaumer T.** Low emission biomass combustion in automated boilers for heat / IEA Bioenergy: Task 32. – Paris: IEA, 2024. – 46 p. URL: https://task32.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/sites/24/2024/08/Nussbaumer_IEA-Bioenergy-Task32-Emissions-Report_2024_08_20.pdf.
3. **Yin C., Rosendahl L.A., Kær S.K.** Grate-firing of biomass for heat and power production // Progress in Energy and Combustion Science. – 2008. – Vol. 34, No 6. – P. 725-754. DOI: 10.1016/J.PECS.2008.05.002.
4. Comparative Study on the Applicability of Solid Waste Treatment by Fixed Grate and Fluidized Bed Incinerators: A Bibliometric Review / **A.T.R. de Sousa, G.C. Wolski, M.F.S. Gonçalves, M.P.G. Mol** // Advances in Environmental and Engineering Research. – 2024. – Vol. 5(4) – P. 021. DOI: 10.21926/aeer.2404021.
5. The Handbook of Biomass Combustion and Co-firing / **Eds. S.Van Loo, J. Koppejan**. – London: Earthscan, 2008. – 442 p. DOI: 10.4324/9781849773041.
6. **Zhang D.Q., Tan S.K., Gersberg R.M.** Municipal solid waste management in China: Status, problems and challenges // Journal of Environmental Management. – 2010. – Vol. 91, No 8. – P. 1623-1633. DOI: 10.1016/j.jenvman.2010.03.012.
7. **Arena U.** Process and technological aspects of municipal solid waste gasification. A review // Waste Management. – 2012. – Vol. 32, No 4. – P. 625-639. DOI: 10.1016/j.wasman.2011.09.025.
8. **Consonni S., Giugliano M., Grosso M.** Alternative strategies for energy recovery from municipal solid waste. Part A: Mass and energy balances // Waste Management. – 2005. – Vol. 25, No 2. – P. 123-135. DOI: 10.1016/j.wasman.2004.09.007.
9. Emission characteristics of modern and old-type residential boilers fired with wood logs and wood pellets / **L.S. Johansson, B. Leckner, L. Gustavsson** et al. // Atmospheric Environment. – 2004. – Vol. 38, No 25. – P. 4183-4195. DOI: 10.1016/j.atmosenv.2004.04.020.
10. **Nussbaumer T.** Combustion and co-combustion of biomass: fundamentals, technologies, and primary measures for emission reduction // Energy & Fuels. – 2003. – Vol. 17, No 6. – P. 1510-1521. DOI: 10.1021/ef030031q.
11. **Sami M., Annamalai K., Wooldridge M.** Co-firing of coal and biomass fuel blends // Progress in Energy and Combustion Science. – 2001. – Vol. 27, № 2. – P. 171-214. DOI: 10.1016/S0360-1285(00)00020-4.
12. **Frandsen F.J.** Utilizing biomass and waste for power production – a decade of contributing to the understanding, interpretation and analysis of deposits and corrosion products // Fuel. – 2005. – Vol. 84, No 10. – P. 1277-1294. DOI: 10.1016/j.fuel.2004.08.026.
13. Biomass combustion in fluidized bed boilers: Potential problems and remedies / **A.A. Khan, W. de Jong, P.J. Jansens, H. Spliethoff** // Fuel Processing Technology. – 2009. – Vol. 90, № 1. – P. 21-50. DOI: 10.1016/j.fuproc.2008.07.012.
14. Primary measures for cleaner biomass combustion to reduce NOx: A narrative review on solid biomass fuels, NOx sources, small-scale boilers, axillary equipment, fuel management and fuel quality improvement / **M. Jafarsalehi, M. Mashayekh, M.B. Miranzadeh** et al. // Fuel. – 2025. – Vol. 396. – P. 134891. DOI: 10.1016/j.fuel.2025.134891.
15. **Obernberger I., Thek G.** Physical characterisation and chemical composition of densified biomass fuels with regard to their combustion behaviour // Biomass and Bioenergy. – 2004. – Vol. 27, No 6. – P. 653-669. DOI: 10.1016/j.biombioe.2003.07.006.
16. **Spliethoff H., Hein K.R.G.** Effect of co-combustion of biomass on emissions in pulverized fuel furnaces // Fuel Processing Technology. – 1998. – Vol. 54, No 1–3. – P. 189-205. DOI: 10.3390/en15020655.

17. **McKay G.** Dioxin characterisation, formation and minimisation during municipal solid waste (MSW) incineration: review // Chemical Engineering Journal. – 2002. – Vol. 86, No 3. – P. 343-368. DOI: 10.1016/S1385-8947(01)00228-5.
18. **Buekens A., Huang H.** Comparative evaluation of techniques for controlling the formation and emission of chlorinated dioxins/furans in municipal waste incineration // Journal of Hazardous Materials. – 1998. – Vol. 62, No 1. – P. 1-33. DOI: 10.1016/S0304-3894(98)00153-8.
19. Characterization of inorganic particulate matter from residential combustion of pelletized biomass fuels / **C. Boman, A. Nordin, D. Boström, M. Öhman** // Energy & Fuels. – 2004. – Vol. 18, No 2. – P. 338-348. DOI: 10.1021/ef034028i.
20. **Lutes C.C., Kariher P.H.** Evaluation of emissions from the combustion of landfill gas // Journal of the Air & Waste Management Association. – 1999. – Vol. 49, No 6. – P. 683-693. DOI: 10.1590/S1413-41522013000200001.
21. **Kornilova N.V., Trubaev P.A.** Evaluation of the hazardous emissions from different types of RDF combustion in low power boilers // IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng. – 2020. – Vol 791. – 012055. EDN: KABZGB. DOI: 10.1088/1757-899X/791/1/012055.
22. **Корнилова Н.В., Трубаев П.А.** Определение вредных выбросов водогрейного котла при сжигании твердых отходов различного вида // Международный научно-исследовательский журнал. – 2016. – № 10-2(52). – С.123-126. EDN: WWSCZF. DOI: 10.18454/IRJ.2016.52.191.
23. **Ахмед А.А., Трубаев П.А., Рамазанов Р.С.** Сравнительный анализ образования загрязняющих веществ при сжигании твердых бытовых отходов в неподвижном слое на колосниковой решетке в топке малой мощности // Промышленная энергетика. – 2025. – № 2. – С. 37-44. EDN: RUOAMS. DOI: 10.71759/p3vg-gp59.
24. **Ахмед А.А., Трубаев П.А.** Исследование режимов горения RDF-топлива в котле малой мощности при изменении влажности топлива и коэффициента избытка воздуха // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2025. – № 3. – С. 13-21. EDN: ZTSSOC. DOI: 10.17588/2072-2672.2025.3.013-021.
25. **Hodžić N., Kadic K.** Co-firing of coal and woody biomass under conditions of reburning technology with natural gas // International Journal of Renewable Energy Development. – 2023. – Vol. 12(3). – P. 440-447. DOI: 10.14710/ijred.2023.50250.
26. **Hodžić N., Smajević I., Kazagić A.** Concept of co-firing coal with biomass and natural gas - on track of sustainable solution for future thermal power plants // Thermal Science. – 2016. – Vol. 20(4). – P. 1171-1184. DOI: 10.2298/TSCI151126078H.
27. **Themelis N.J., Ulloa P.A.** Methane generation in landfills // Renewable Energy. – 2007. – Vol. 32, No 7. – P. 1243-1257. DOI: 10.1016/j.renene.2006.04.020.
28. **Rasi S., Veijanen A., Rintala J.** Trace compounds of biogas from different biogas production plants // Energy. – 2007. – Vol. 32, No 8. – P. 1375-1380. DOI: 10.1016/j.energy.2006.10.018.
29. **Трубаев П.А., Веревкин О.В.** Исследование состава биогаза на полигоне ТКО «Стрелецкое»// Энергетические системы. – 2023. – № 4. – С. 122-145. EDN: ODOKUW. DOI: 10.3403/es.2024.4.009.
30. **Bove R., Lunghi P.** Electric power generation from landfill gas using traditional and innovative technologies // Energy Conversion and Management. – 2006. – Vol. 47, No 11-12. – P. 1391-1401. DOI: 10.1016/j.enconman.2005.08.017.
31. **Трубаев П.А.** Оценка энергетического потенциала свалочного газа // Энергетические системы. – 2021. – № 1. – С. 91-105. EDN: HCTPTI. DOI: 10.3403/es.2021.1.009.
32. **Корнилова Н.В., Трубаев П.А.** Теплотехнический анализ сжигания RDF-топлива с дожигом с использованием свалочного газа // Энергетические системы. – 2019. – С. 243-251. EDN: KCBYOO.
33. Исследование выхода свалочного газа с тела полигона ТБО / **П.А. Трубаев, О.В. Веревкин, Б.М. Гришко** и др. // Энергетические системы. 2017. № 1. С. 436-443. EDN: TLWZCQ. *Переводная версия:*
Investigation of Landfill Gas Output from Municipal Solid Waste at the Polygon / P.A. Trubaev, O.V. Verevkin, B.M. Grishko et al. // IOP Conference series: Journal of Physics. – 2018. – No 1066. – P. 012015. EDN: FCLYYK. DOI: 10.1088/1742-6596/1066/1/012015.

34. Мониторинг выхода биогаза с тела полигона ТКО / **П.А. Трубаев, А.С. Клепиков, О.В. Веревкин О.В**. и др. // Энергетические системы. – 2019. – № 1. – С. 252-259. EDN: KERBAQ.

35. Chynoweth D.P., Owens J.M., Legrand R. Renewable methane from anaerobic digestion of biomass // Renewable Energy. – 2001. – Vol. 22, No 1–3. – P. 1-8. DOI: 10.1016/S0960-1481(00)00019-7.

36. Корнилова Н.В., Трубаев П.А. Разработка методики теплотехнических расчетов по приведённым характеристикам RDF-топлив // Энергетические системы. – 2018. – № 1. – С. 214–223. EDN: CVELZB.
Переводная версия:
Kornilova N.V., Trubaev P.A. Method development for the thermotechnical calculations utilizing reduced characteristics of the RDF fuels // IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng. – 2019. – Vol. 552. – P. 012029. EDN: KTBGGA. DOI: 10.1088/1757-899X/552/1/012029.

37. Корнилова Н.В., Трубаев П.А. Расчет совместного сжигания биогаза и RDF топлива // Энергетические системы. 2020. № 1. С. 173-182. EDN: HDTNOA.
Переводная версия:
Kornilova N.V., Trubaev P.A. Analysis of the possibility of landfill gas use as additional fuel for combustion of solid municipal waste with different moisture content // IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng. – 2021. – Vol. 1089. – P. 012033. EDN: WCPCFP. DOI: 10.1088/1757-899x/1089/1/012033.

38. Design of advanced combustion systems for co-firing of natural gas with refuse derived fuels and landfill gas / **D.K. Moyeda, G.C. England, W.R. Seeker, D. G. Linz** //Proceedings of National Waste Processing Conference. – New York: ASME, 1990. – P. 203–210. DOI: 10.1016/0045-6535(90)90347-V.

39. Леонов Е.С., Трубаев П.А. Исследование влияние состава биогаза на свойства факела // Энергетические системы. – 2020. – № 1. – С. 183-189. EDN: WMFFAP.
Переводная версия:
Leonov E.S., Trubaev P.A. Analysis of biogas content influence on the flame properties // IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng. – 2019. – Vol. 1089. – P. 012032. EDN: BKUTFV. DOI: 10.1088/1757-899x/1089/1/012032.

40. Landfill Gas Energy Project Development Handbook. – Washington: U.S. EPA, 2020. – 143 p. URL: https://www.epa.gov/lmop/landfill-gas-energy-project-development-handbook

References

1. Obernberger, I. (1998). Decentralized biomass combustion: state of the art and future development. *Biomass and Bioenergy, 14(1)*, 33-56. https://doi.org/10.1016/S0961-9534(97)00034-2.
2. Nussbaumer, T. (2024). *Low emission biomass combustion in automated boilers for heat. IEA Bioenergy: Task 32*. IEA. https://task32.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/sites/24/2024/08/Nussbaumer_IEA-Bioenergy-Task32-Emissions-Report_2024_08_20.pdf
3. Yin, C., Rosendahl, L. A., & Kær, S. K. (2008). Grate-firing of biomass for heat and power production. *Progress in Energy and Combustion Science, 34(6)*, 725-754. https://doi.org/10.1016/J.PECS.2008.05.002.
4. de Sousa, A.,T. R., Wolski, G. C., Gonçalves, M. F. S., & Mol, M. P. G. (2024). Comparative Study on the Applicability of Solid Waste Treatment by Fixed Grate and Fluidized Bed Incinerators: A Bibliometric Review. *Advances in Environmental and Engineering Research, 5(4)*, 021. https://doi.org/10.21926/aeer.2404021.
5. Van Loo, S., & Koppejan J. (Eds.). (2008). *The Handbook of Biomass Combustion and Co-firing*. Earthscan. https://doi.org/10.4324/9781849773041.
6. Zhang, D. Q., Tan, S. K., & Gersberg, R. M. (2010). Municipal solid waste management in China: Status, problems and challenges. *Journal of Environmental Management, 91(8)*, 1623-1633. https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2010.03.012.
7. Arena, U. (2012). Process and technological aspects of municipal solid waste gasification. A review. *Waste Management, 32(4)*, 625-639. https://doi.org/10.1016/j.wasman.2011.09.025.
8. Consonni, S., Giugliano, M., & Grosso, M. (2005). Alternative strategies for energy recovery from municipal solid waste. Part A: Mass and energy balances. *Waste Management, 25(2)*, 123-135. https://doi.org/10.1016/j.wasman.2004.09.007.

9. Johansson, L. S., Leckner, B., Gustavsson, L., Cooper, D., Tullin, C., & Potter, A. (2004). Emission characteristics of modern and old-type residential boilers fired with wood logs and wood pellets. *Atmospheric Environment, 38(25)*, 4183-4195. https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2004.04.020.
10. Nussbaumer, T. (2003). Combustion and co-combustion of biomass: fundamentals, technologies, and primary measures for emission reduction. *Energy & Fuels, 17(6)*, 1510-1521. https://doi.org/10.1021/ef030031q.
11. Sami, M., Annamalai, K., @ Wooldridge, M. (2001). Co-firing of coal and biomass fuel blends. *Progress in Energy and Combustion Science, 27(2)*, 171-214. https://doi.org/10.1016/S0360-1285(00)00020-4.
12. Frandsen, F. J. (2005). Utilizing biomass and waste for power production – a decade of contributing to the understanding, interpretation and analysis of deposits and corrosion products. *Fuel, 84(10)*, 1277-1294. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2004.08.026.
13. Khan, A. A., de Jong, W., Jansens, P. J., & Spliethoff, H. (209). Biomass combustion in fluidized bed boilers: Potential problems and remedies. *Fuel Processing Technology, 90(1)*, 21-50. https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2008.07.012.
14. Jafarsalehi, M., Mashayekh, M., Miranzadeh, M. B., Mirzaei, N., & Ebrahimi, M. (2025). Primary measures for cleaner biomass combustion to reduce NOx: A narrative review on solid biomass fuels, NOx sources, small-scale boilers, axillary equipment, fuel management and fuel quality improvement. *Fuel, 396*, 134891. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2025.134891.
15. Obernberger, I., & Thek, G. (2004). Physical characterisation and chemical composition of densified biomass fuels with regard to their combustion behavior. *Biomass and Bioenergy, 27(6)*, 653-669. https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2003.07.006.
16. Spliethoff, H., & Hein, K. R. G. (1998). Effect of co-combustion of biomass on emissions in pulverized fuel furnaces. *Fuel Processing Technology, 54(1–3)*, 189-205. https://doi.org/10.3390/en15020655.
17. McKay, G. (2002). Dioxin characterisation, formation and minimisation during municipal solid waste (MSW) incineration: review. *Chemical Engineering Journal, 86(3)*. 343-368. https://doi.org/10.1016/S1385-8947(01)00228-5.
18. Buekens, A., & Huang, H. (1998). Comparative evaluation of techniques for controlling the formation and emission of chlorinated dioxins/furans in municipal waste incineration. *Journal of Hazardous Materials, 62(1)*, 1-33. https://doi.org/10.1016/S0304-3894(98)00153-8.
19. Boman,, C., Nordin, A., Boström, D., & Öhman, M. (2004). Characterization of inorganic particulate matter from residential combustion of pelletized biomass fuels. *Energy & Fuels, 18(2)*, 338-348. https://doi.org/10.1021/ef034028i.
20. Lutes, C. C., & Kariher, P. H. (1999). Evaluation of emissions from the combustion of landfill gas. *Journal of the Air & Waste Management Association, 49(6)*, 683-693. https://doi.org/10.1590/S1413-41522013000200001.
21. Kornilova, N. V., & Trubaev, P. A. (2020). Evaluation of the hazardous emissions from different types of RDF combustion in low power boilers. *IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng., 791*, 012055. https://doi.org/10.1088/1757-899X/791/1/012055.
22. Kornilova, N. V., & Trubaev, P. A. (2016). Definition of pollutants emissions in the hot-water boiler at burning of the different hard waste. *International research journal, 10-2(52)*, 123-126. https://doi.org/10.18454/IRJ.2016.52.191. [In Russian]
23. Akhmed, A. A., Trubaev, P. A., & Ramazanov R. S. (2025). Comparative analysis of pollutant formation during combustion of municipal solid waste on a grate in a low-capacity furnace. *Promy`shlennaya e`nergetika, 2*, 37-44. https://doi.org/10.71759/p3vg-gp59. [In Russian]
24. Ahmed, A. A., & Trubaev, P. A. (2025). Study of rdf combustion modes in a small capacity boiler when changing fuel moisture content and excess air ratio. *Vestnik IGEU, 3*, 13-21. https://doi.org/10.17588/2072-2672.2025.3.013-021. [In Russian]
25. Hodžić, N., & Kadic, K. (2023). Co-firing of coal and woody biomass under conditions of reburning technology with natural gas. *International Journal of Renewable Energy Development, 12(3)*, 440-447. https://doi.org/10.14710/ijred.2023.50250.
26. Hodžić, N., Smajević, I. & Kazagić, A. (2016) Concept of co-firing coal with biomass and natural gas - on track of sustainable solution for future thermal power plants. *Thermal Science, 20(4)*, 1171-1184. https://doi.org/10.2298/TSCI151126078H.

27. Themelis, N. J., & Ulloa, P. A. (2007). Methane generation in landfills. Renewable Energy, 32(7), 1243-1257. https://doi.org/10.1016/j.renene.2006.04.020.
28. Rasi, S., Veijanen, A., & Rintala J. (2007). Trace compounds of biogas from different biogas production plants. *Energy, 32(8)*, 1375-1380. https://doi.org/10.1016/j.energy.2006.10.018.
29. Trubaev, P. A., & Verevkin, O. V. (2023). Study of biogas composition at the MSW 'Streletskoe' landfill site. Energy Systems, 4, 122-145. https://doi.org/10.3403/es.2024.4.009. [In Russian]
30. Bove, R., & Lunghi, P. (2006). Electric power generation from landfill gas using traditional and innovative technologies. *Energy Conversion and Management, 47(11-12)*, 1391-1401. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2005.08.017.
31. Trubaev, P. A. (2021). Evaluation of the energy potential of landfill gas. *Energy Systems, 1*, 91-105. https://doi.org/10.3403/es.2021.1.009. [In Russian]
32. Kornilova, N. V., & Trubaev, P. A. (2019). Teplotexnicheskij analiz szhiganiya RDF-topliva s dozhigom s ispol`zovaniem svalochnogo gaza [Thermal analysis of RDF combustion with afterburning using landfill gas]. *Energy Systems, 1*, 243-251. [In Russian]
33. Trubaev, P. A., Verevkin, O. V., Grishko, B. M., Tarasyuk, P. N., Shchekin, I. I., Suslov, D. Yu., & Ramazanov, R.S. (2018). *Journal of Physics: Conf. Series, 1066*, 012015. https://doi.org/10.1088/1742-6596/1066/1/012015.
34. Trubaev, P. A., Klepikov, A. S., Verevkin, O. V., Grishko, B. M., Suslov, D. Iu., & Ramazanov R. S. (2019). Monitoring vykhoda biogaza s tela poligona TKO [Monitoring biogas emissions from solid municipal waste landfills]. *Energy Systems, 1*, 252-259. [In Russian]
35. Chynoweth, D. P., Owens, J. M., & Legrand, R. (2001). Renewable methane from anaerobic digestion of biomass. *Renewable Energy, 22(1–3)*, 1-8. https://doi.org/10.1016/S0960-1481(00)00019-7.
36. Kornilova, N. V., & Trubaev, P. A. (2019). Method development for the thermotechnical calculations utilizing reduced characteristics of the RDF fuels. *IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng., 552*, 012029. https://doi.org/10.1088/1757-899X/552/1/012029.
37. Kornilova, N. V., & Trubaev, P. A. (2021). Analysis of the possibility of landfill gas use as additional fuel for combustion of solid municipal waste with different moisture content. *IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng, 1089*, 012033. https://doi.org/10.1088/1757-899x/1089/1/012033.
38. Moyeda, D. K., England, G. C., Seeker, W. R., & Linz, D. G. (1990). Design of advanced combustion systems for co-firing of natural gas with refuse derived fuels and landfill gas. In *Proc. of National Waste Processing Conference* (pp 203–210). ASME. https://doi.org/10.1016/0045-6535(90)90347-V.
39. Leonov, E. S., & Trubaev, P. A. (2020). Analysis of biogas content influence on the flame properties. *IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng., 1089*, 012032. https://doi.org/10.1088/1757-899x/1089/1/012032.
40. EPA. (2020). *Landfill Gas Energy Project Development Handbook*. EPA. https://www.epa.gov/lmop/landfill-gas-energy-project-development-handbook.

Сведения об авторах

Корнилова Наталья Вячеславовна, ст. преп. кафедры Электроэнергетики и автоматики БГТУ им. В.Г. Шухова. SPIN-код: 7778-0737.

Authors about

Natalia Kornilova, Senior Lecturer of the Department of Electrical Power Engineering and Automation, BSTU named after V.G. Shukhov, Belgorod.

Ссылки для цитирования

Корнилова Н.В. Сжигание биомассы и твердых муниципальных отходов на колосниковой решетке в котлах малой мощности с использованием дожига свалочным газом: обзор // Энергетические системы. – 2026. – № 3. – С. 72-86.

Kornilova, N. (2026). Combustion of biomass and solid municipal waste on a grate in low-capacity boilers using landfill gas for afterburning: A Review. *Energy Systems, 3*, 72-86. https://doi.org/10.34031/es.2026.3.08