

УДК 620.91

СРАВНИТЕЛЬНАЯ СТОИМОСТНАЯ ОЦЕНКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДРЕВЕСНЫХ ОТХОДОВ И ТРАДИЦИОННЫХ ТОПЛИВ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ТЕПЛА

Марченко Олег Владимирович¹,
marchenko@isem.irk.ru

Соломин Сергей Владимирович¹,
solomin@isem.irk.ru

¹ Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130.

Актуальность. Древесная биомасса является важным источником возобновляемой энергии. В процессе утилизации и энергетического использования древесины высвобождается углерод, который поглощается деревьями из атмосферы. В связи с этим баланс углерода в атмосфере сохраняется примерно постоянным, что способствует предотвращению глобального неблагоприятного изменения климата. Утилизация древесных отходов и их энергетическое использование положительно влияет на экологическую ситуацию, а также позволяет повысить надежность и экономичность тепло- и электроснабжения потребителей.

Цель: оценка экономической эффективности газогенераторных энергетических установок на древесном топливе в условиях Иркутской области и сравнение их с системами когенерации электрической и тепловой энергии других типов.

Методы. Получены аналитические зависимости для расчета стоимости электрической энергии при заданной стоимости тепла и наоборот, тепловой энергии при заданной стоимости электрической энергии, проведена оценка эффективности энергоисточников разных типов по критерию стоимости производимой энергии. Полученные зависимости применены для оценок экономической эффективности и сопоставления энергоустановок, работающих на разных видах топлива: древесной щепе и топливных гранулах (пеллетах), на угле, природном газе и жидком (дизельном) топливе.

Результаты. Показано, что стоимость энергии при использовании древесного топлива существенно меньше стоимости энергии дизельной электростанции за счет использования более дешевого топлива. Системы когенерации энергии на основе газификации древесной биомассы могут также успешно конкурировать с энергоустановками на угле и газе при наличии в месте их размещения дешевой топливной щепы. При введении налога на выбросы диоксида углерода конкурентоспособным по сравнению с углем и газом становится использование не только древесной щепы, но и пеллет.

Ключевые слова:

Древесные отходы, энергоснабжение, когенерация, мини-ТЭЦ на древесном топливе, экономическая эффективность, стоимость энергии.

Введение

В последние десятилетия в мировой энергетике происходит значительное повышение роли возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [1]. В перспективе до 2050 г. их доля в энергобалансе будет расти существенно более быстрыми темпами, чем доля традиционных энергоисточников [2–4]. Это обусловлено стремлением снизить негативное влияние энергетике на окружающую среду, в том числе уменьшить антропогенное влияние на климат, вызванное выбросами углекислого газа в промышленности и энергетике. Одним из вариантов сокращения выбросов CO₂ может быть замена ископаемого топлива возобновляемыми альтернативами [5–7].

Более сотни стран имеют программы стимулирования внедрения ВИЭ, применяемых для электро- и теплоснабжения потребителей [1]. Для этого применяются различные экономические механизмы: фиксированные тарифы на энергию ВИЭ, субсидии инвесторам, введение квот на «зеленую энергию» и организация рынка «зеленых сертификатов». Достаточно эффективным способом стимулирования внедрения ВИЭ служат экологические налоги на выбросы CO₂ и системы торговли квотами на эмиссию диоксида углерода. Налоги на эмиссию энергоисточников на ис-

копаемом топливе изменяют соотношение стоимости производимой энергии в пользу возобновляемых источников энергии. В разных странах величина налога колеблется в пределах нескольких десятков долларов США на 1 т CO₂. Особенно большое внимание экологическим проблемам энергетике уделяется в странах Европейского Союза. Последние изменения в политической ситуации США также приведут, как ожидается, к ускорению движения энергетике как США, так и мира, в направлении перехода к ВИЭ, в том числе посредством введения налогов на эмиссию диоксида углерода. В России введение налога на эмиссию диоксида углерода также возможно в перспективе.

Значительным потенциалом среди ВИЭ, наряду с получившими широкое развитие гидроэнергетикой, ветровой и солнечной энергетикой, обладает древесная биомасса. Внедрение технологий энергетического использования биомассы положительно влияет на экологическую ситуацию в региональном и глобальном масштабах, а также на эффективность систем энергетике и развитие экономики [8].

Разными авторами предложены методики оценки энергетического использования топлива с учетом затрат, связанных с выбросами других вредных веществ, кроме диоксида углерода (диоксида серы, окислов

азота и др.) [7, 9]. Изучение воздействия других загрязнителей на природу и здоровье людей требует учета местной специфики и возможно только на локальном уровне. В то же время выбросы диоксида углерода объектами энергетики легче поддаются учету, а их суммарный объем оказывает глобальное влияние на климат. При этом наиболее принципиальным отличием биомассы от традиционных органических топлив является ее возобновляемость и CO_2 -нейтральность в течение жизненного цикла [10, 11].

Энергетическое использование древесины (сжигание или химическая переработка во вторичное топливо – жидкое или газообразное) высвобождает углерод, который поглощается растениями из атмосферы. В связи с этим баланс углерода в атмосфере сохраняется примерно постоянным, что минимизирует вклад высвобождающегося диоксида углерода в процесс глобального потепления. Одновременно с этим меньше, по сравнению со сжиганием ископаемого топлива (угля и нефтепродуктов), выбрасывается в атмосферу и некоторых других вредных веществ, в частности, окислов серы и азота [10, 11]. Энергетическое использование отходов лесозаготовки и лесопереработки, не только не наносит ущерба лесам, но и улучшает экологическую ситуацию. Снижается пожароопасность, захламление и загрязнение территории, поверхностных и подземных водных ресурсов.

Древесную биомассу, а также другие сельскохозяйственные отходы традиционно используют для отопления и приготовления пищи путем сжигания в простых и малоэффективных печах. Вместе с тем в настоящее время существуют новые технологии энергетического использования древесной биомассы. К ним относится технология газификации [12–17]. В Институте систем энергетики СО РАН разработана установка многоступенчатой газификации древесного топлива [18]. При многоступенчатом процессе газификации экзотермическая стадия внутреннего горения происходит в отдельном реакторе (или зоне), полученный горючий газ полностью или частично сжигается в камере сгорания, а продукты сгорания используются в качестве газифицирующего агента во втором реакторе, куда подается древесный уголь из первого реактора. Такая установка позволяет получить очищенный от вредных примесей (смолы) генераторный газ, пригодный для выработки тепловой и электрической энергии в экономичных системах тепло- и электроснабжения.

Важным фактором, определяющим целесообразность и масштабы развития энергетики на основе использования биомассы, является экономическая эффективность установок. В работе [19] была исследована конкурентоспособность биомассы для крупномасштабных систем централизованного теплоснабжения. Показано, что в большинстве случаев теплоснабжающие установки на биомассе могут конкурировать с традиционными энергоисточниками на угле и газе только при условии введения налога на эмиссию диоксида углерода в размере 40–60 евро (€) за тонну CO_2 . Для конкурентоспособности когенерационных установок, производящих одновременно и

тепловую, и электрическую энергию, требуются еще большие значения платы за выбросы углерода.

В системах распределенной генерации энергии малой мощности степень конкурентоспособности установок на биомассе повышается. В этом случае установки на биомассе при определенных условиях оказываются эффективными по сравнению с энергоисточниками на дорогом (вследствие необходимости его транспортировки на значительные расстояния) привозном дизельном топливе [20]. Для повышения экономической эффективности энергоснабжения в таких районах целесообразно применение источников энергии разных типов, в том числе, использующих в качестве топлива древесную биомассу, значительные запасы которой имеются на севере Европейской части России (Архангельская область) и в Сибири (Иркутская область, Красноярский край). Наибольший объем лесозаготовок – в Иркутской области (13–17 % общероссийских), там же сосредоточены основные ресурсы отходов (около 17–18 млн $\text{м}^3/\text{год}$) [18].

Отходы лесопереработки могут быть использованы в энергетике непосредственно в виде щепы. Более дорогое, но и более эффективное топливо – пеллеты (топливные гранулы). Пеллеты в настоящее время используются во многих странах в качестве топлива для производства тепловой и электрической энергии как путем сжигания, так и путем пиролиза и газификации в установках, производящих тепловую и электрическую энергию.

Важным вопросом при экономическом анализе и сравнении когенерационных установок является учет одновременной выработки двух видов энергии – тепловой и электрической [21, 22]. Для этого применяют различные методы разделения суммарных затрат по видам продукции. Так, например, в [23] для оценки стоимости производимой электрической и тепловой энергии предлагается распределять затраты пропорционально ценам на электроэнергию и тепло. В [24] в качестве основного продукта выбрано отпускаемое потребителями тепло, а вырабатываемая электроэнергия рассматривается как побочный продукт. Это позволяет получить аналитическое выражение для расчета стоимости тепловой энергии при заданной стоимости электрической энергии. В [16] в качестве основного продукта предлагается выбирать электрическую энергию, поскольку она всегда дороже тепловой.

Постановка задачи

Цель работы – оценка экономической эффективности мини-ТЭЦ (энергоустановок с одновременным производством электрической и тепловой энергии) на древесном топливе в условиях России (Иркутская область) и сравнение ее с системами когенерации электрической и тепловой энергии других типов. В качестве критерия использована стоимость производимой энергии. Получены аналитические соотношения для определения стоимости (удельных затрат на производство) электрической энергии при заданной стоимости тепла и наоборот, тепловой энергии при заданной стоимости электрической энергии, которые являются обобщением подходов [16, 24].

Они применены для оценок экономической эффективности и сопоставления энергоустановок малой мощности (до 200–500 кВт). Газогенераторные мини-ТЭЦ, использующие древесную биомассу (древесную щепу или топливные гранулы (пеллеты)), сопоставлялись по критерию стоимости производимой энергии с энергоустановками, работающими на других видах топлива: ТЭЦ на угле и электростанциями на природном газе и жидком (дизельном) топливе. Последние снабжены котлами-утилизаторами и отпускают одновременно с электрической также и тепловую энергию.

Методика оценки экономической эффективности

Для оценки конкурентоспособности мини-ТЭЦ, использующей древесные отходы, необходимо сравнить показатели проекта ее строительства и эксплуатации с показателями проектов конкурирующих энергоисточников. Обычно в качестве критерия эффективности инвестиционного проекта используют чистый дисконтированный доход (ЧДД). При неотрицательном ЧДД целесообразно инвестировать в проект, наилучший из нескольких проектов – проект с максимальным ЧДД.

Следует отметить, что ЧДД существенно зависит от масштаба проекта, поэтому с его помощью оценивается эффективность вариантов вложения капитала. Для сравнения энергетических технологий целесообразно исключить влияние фактора масштаба, поэтому во многих исследованиях используют более удобный критерий – стоимость энергии (удельные дисконтированные затраты на производство) [25]. Минимум стоимости энергии соответствует максимуму ЧДД.

При отпуске потребителям одновременно и электрической, и тепловой энергии возникает проблема выбора единого показателя для сравнения энергоисточников. В принципе, зная характеристики всех присутствующих на рынке энергоустановок, можно, решив задачу математического программирования, одновременно найти цены как электрической, так и тепловой энергии. Однако весь набор требуемой для этого информации часто либо неполон, либо недоступен.

В связи с этим ниже получены аналитические выражения для определения стоимости электроэнергии в случае, когда стоимость тепла задана. Одновременно найдены зависимости для расчета стоимости тепла, когда задана стоимость электроэнергии. Выбор одного из этих вариантов определяется тем, какие виды энергии производит оцениваемый энергоисточник, а при одновременном производстве электрической и тепловой энергии – какую из них целесообразно выбрать в качестве критерия для сопоставления энергоустановок.

ЧДД проекта строительства и эксплуатации источника электрической и тепловой энергии определяется следующей зависимостью:

$$\hat{E} = \int_{-\Delta T_0}^{\Delta T + \Delta T_1} E(\tau) e^{-\sigma \tau} d\tau.$$

Здесь использованы обозначения: ΔT_0 – время строительства, ΔT – время работы в номинальном режиме, ΔT_1 – продолжительность демонтажа, $E(\tau)$ –

финансовый поток, $\sigma = \ln(1+d)$ – непрерывная, а d – годовая норма дисконта [26].

Предположим, для простоты, что затраты K_0 и K_1 (на строительство и демонтаж) распределены равномерно, непредвиденные затраты K_0^* условно приведены к моменту пуска, а финансовый поток имеет вид $E(\tau) = E_0 + E_1 e^{\mu \tau}$, т. е. представляет собой сумму постоянной величины E_0 и экспоненциальной функции $E_1 e^{\mu \tau}$. Последняя функция возрастает с темпом $\mu = \ln(1+\mu^*)$ и учитывает изменения характеристик проекта в период эксплуатации: увеличение цен на электроэнергию и тепло, экологических налогов и др. с годовым темпом прироста μ^* . Тогда

$$\hat{E} = \int_{-\Delta T_0}^0 \left(-\frac{K_0}{\Delta T_0} \right) e^{-\sigma \tau} d\tau - K_0^* + \int_0^{\Delta T} (E_0 + E_1 e^{\mu \tau}) e^{-\sigma \tau} d\tau + \int_{\Delta T}^{\Delta T + \Delta T_1} \left(-\frac{K_1}{\Delta T_1} \right) e^{-\sigma \tau} d\tau.$$

Интегрируя, получим

$$\hat{E} = -K_0 \varphi(\sigma \Delta T_0) - K_0^* + E_0 \Delta T \psi(\sigma \Delta T) + E_1 \Delta T \psi((\sigma - \mu) \Delta T) - K_1 e^{-\sigma \Delta T} \psi(\sigma \Delta T_1).$$

Введенные здесь функции $\varphi(x)$ и $\psi(x)$ удобно представить в виде степенных рядов:

$$\varphi(x) = \frac{e^x - 1}{x} = 1 + \frac{x}{2!} + \frac{x^2}{3!} + \frac{x^3}{4!} + \dots$$

$$\psi(x) = \frac{1 - e^{-x}}{x} = 1 - \frac{x}{2!} + \frac{x^2}{3!} - \frac{x^3}{4!} + \dots$$

Эти ряды могут использоваться для оценок при малых параметрах, а также в некоторых предельных случаях, когда эти параметры (например, сроки строительства или демонтажа) можно принять равными нулю.

Инвестиции в первом приближении равны производству удельных капиталовложений на установленную мощность W , где W – либо электрическая, либо тепловая мощность:

$$K_0 = k_0 W, \quad K_0^* = k_0^* W, \quad K_1 = k_1 W.$$

Финансовый поток $E(\tau)$ в период эксплуатации равен разности выручки и затрат. Выручка – от реализации производимой энергии (электрической и тепловой), затраты – на топливо, эксплуатационные издержки, а также экологические штрафы и налоги, например, за эмиссию парниковых газов:

$$E(\tau) = p_e e^{\mu_e \tau} Q_e + p_h e^{\mu_h \tau} Q_h - p_f e^{\mu_f \tau} F - p_c e^{\mu_c \tau} F - \delta K_0,$$

где p – цена; μ – темп ее роста; Q – отпуск энергии; F – расход топлива; δ – доля постоянных затрат. Индексы e , h , f и c относятся соответственно к электрической и тепловой энергии, топливу и эмиссии вредных веществ. Предполагается, что в общем случае разные цены могут возрастать с разными темпами.

Учитывая балансы энергии (рис. 1)

$$Q_e = (1 - \beta_e) \eta_e F,$$

$$Q_h = (1 - \beta_h)(1 - \eta_e) \eta_h F$$

и приравнявая ЧДД нулю, находим стоимость электрической или тепловой энергии при известном значении стоимости энергии другого вида:

$$p_e = \frac{1}{(1-\beta_e)\eta_e\psi_e} \left[\Omega - p_h(1-\beta_h)(1-\eta_e)\eta_h\psi_h \right],$$

$$p_h = \frac{1}{(1-\beta_h)(1-\eta_e)\eta_h\psi_h} \left[\Omega - p_e(1-\beta_e)\eta_e\psi_e \right].$$

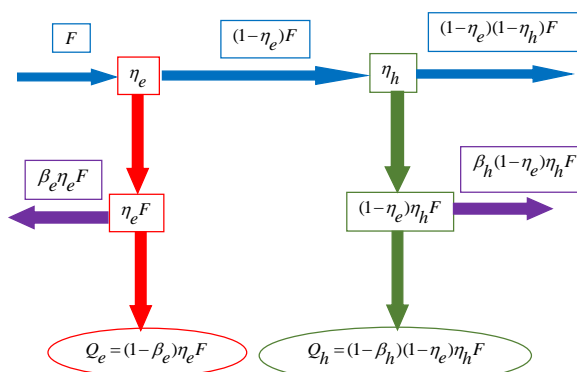


Рис. 1. Схема потоков энергии. F – топливо, η – КПД, β – потери, Q – полезная энергия; индексы e и h – электрическая и тепловая энергия

Fig. 1. Scheme of energy flows. F – fuel, η – efficiency, β – losses (or energy costs for the plant's own needs), Q – useful energy; indices: e – electrical energy, h – heat energy

Здесь введены обозначения

$$\Omega = \frac{k_0}{\xi} \frac{1}{\Delta T} \varphi(\sigma\Delta T_0) + \frac{k_0^*}{\xi} \frac{1}{\Delta T} + \delta \frac{k_0}{\xi} \psi(\sigma\Delta T) + p_f\psi_f + p_c\psi_c + \frac{k_1}{\xi} \frac{e^{-\sigma\Delta T}}{\Delta T} \psi(\sigma\Delta T_1),$$

$$\psi_i = \psi((\sigma - \mu_i)\Delta T), \quad i = e, h, f, c,$$

а величина ξ вычисляется по формуле

$$\xi = \frac{h_e}{\eta_e},$$

если W – электрическая мощность, или по формуле

$$\xi = \frac{h_h}{(1-\eta_e)\eta_h},$$

если W – тепловая мощность.

Таблица. Техничко-экономические показатели (когенерация электрической и тепловой энергии)

Table. Technical and economic indicators (cogeneration of electricity and heat)

Топливо Fuel	k , \$/кВт \$/kW	δ , 1/год 1/year	η_e	η_h	ΔT , лет years	Цена топлива, \$/т у.т. Fuel price, \$/tce
Щепа/Chips	1200–1400	0,11	0,26...0,28	0,49...0,54	20	25–55
Пеллеты/Pellets	900–1000	0,07	0,27...0,30	0,50...0,55	20	107–145
Уголь/Coal	1050–1300	0,08	0,29...0,31	0,51...0,54	20	27–43
Газ/Gas	670–720	0,04	0,29...0,31	0,54...0,55	15	66–75
Дизтопливо/Diesel fuel	470–560	0,08	0,31...0,33	0,39...0,49	15	500–700

В последних зависимостях h – число часов использования мощности W .

Исходные данные для расчетов

Полученные соотношения были использованы для оценок экономической эффективности и сопоставления энергоустановок малой мощности: ТЭЦ на биомассе (щепа, пеллеты) и угле, а также электростанции на газе и жидком топливе с отпуском тепла. Техничко-экономические показатели энергоустановок на основе анализа литературных данных [16, 18, 26–28] представлены в таблице. Для учета погрешностей некоторых параметров они заданы в виде интервала неопределенности.

В качестве мини-ТЭЦ на биомассе рассматривалась установка с многоступенчатой газификацией древесного топлива, очисткой синтез-газа и его использованием для электро- и теплоснабжения [16, 18]. При оценке эффективности работы установки для газификации твердого топлива в [29] предложено использовать предельные возможности процесса, т. е. максимальные показатели, к которым следует стремиться при оптимизации технологических режимов для работы с данным составом топлива. Таким показателем может быть предельный по термодинамическим ограничениям химический КПД газификации данного топлива, зависящий от термодинамически достижимого состава получаемого синтез-газа, который, в свою очередь, зависит от параметров технологического процесса [28]. Экспериментальные данные и теоретические оценки показывают возможность достижения химического КПД преобразования древесного топлива порядка 80–90 % [29, 30]. С учетом этого КПД лучших установок по производству электроэнергии из биомассы может достигать 30 % [28, 31].

При выборе технико-экономических показателей энергоисточников предполагалось, что затраты (на строительство, топливо и эксплуатационные издержки) близки к аналогичным характеристикам объектов в Иркутской области. Годовое число часов использования электрической мощности – 6100, тепловой – 5200. Стоимость выбросов диоксида углерода варьировалась в интервале 0–30 \$ на тонну на основании данных работы [25]. В качестве критерия эффективности, по которому сравнивались установки, выбрана стоимость электрической энергии. Стоимость тепловой энергии равна 1 цент/кВт·ч (по результатам оценки [16]), годовая норма дисконта – 5–7 %.

Результаты расчетов и их анализ

Результаты расчета стоимости электрической энергии показаны на рис. 2, а, б для вариантов без платы за выбросы CO₂ и с платой в размере 30 \$/т CO₂. Для последнего варианта на рис. 3, 4 показана структура составляющих стоимости (капитальная, эксплуатационная, топливная и связанная с платой за выбросы) в абсолютных и относительных единицах соответственно.

Несмотря на существенно более низкую теплоту сгорания пеллет (в 2,5 раза по сравнению с дизельным топливом [27]), более чем десятикратная разница в стоимости (60–80 \$/т для пеллет и 800–1000 \$/т для дизельного топлива) приводит к тому, что топливные составляющие стоимости электроэнергии дизельной электростанции и мини-ТЭЦ на древесном топливе (пеллеты) различаются приблизительно в 5 раз. Еще

больше разница для случая использования более дешевых древесных отходов. В связи с этим мини-ТЭЦ, использующая древесную биомассу, значительно эффективнее дизельной электростанции, особенно в автономных системах малой мощности, расположенных в пунктах лесозаготовок. Здесь целесообразно применение не дизельных электростанций с преобладанием топливной составляющей в структуре затрат, а газогенераторных ТЭЦ.

В зависимости от конкретных условий в пункте размещения газогенераторная мини-ТЭЦ может оказаться как более, так и менее эффективной по сравнению с электростанциями на угле и газе. Без налога на эмиссию CO₂ энергоисточники на древесном топливе в среднем уступают конкурирующим мини-ТЭЦ на угле и газе, кроме варианта использования дешевой топливной щепы ценой 25–35 \$/т у.т. (рис. 2, а).

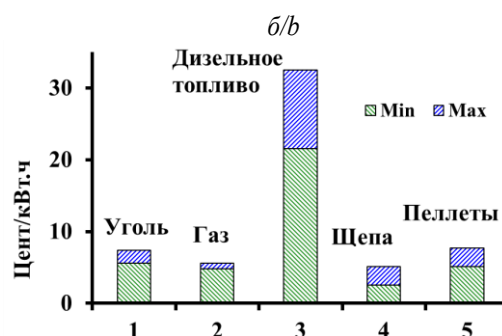
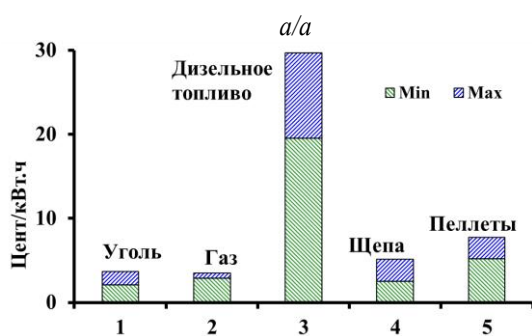


Рис. 2. Стоимость электрической энергии конкурирующих энергоисточников: а) без налога на эмиссию CO₂; б) с налогом на эмиссию

Fig. 2. Cost of electric energy from various types of fuel sources: a) without carbon tax; b) with carbon tax

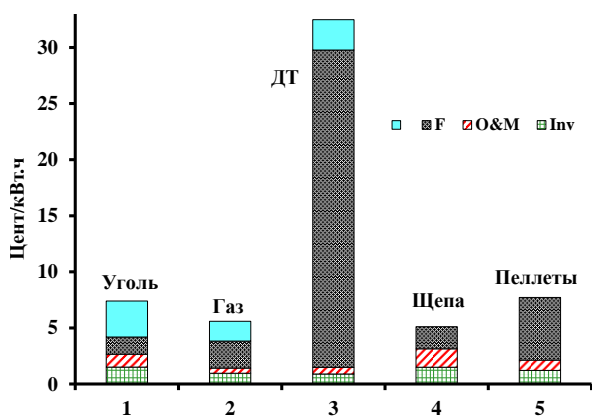


Рис. 3. Составляющие стоимости энергии в абсолютных единицах (Inv – инвестиционная, связанная с капитальными затратами, O&M – эксплуатационная, F – топливная, CO₂ – связанная с платой за эмиссию диоксида углерода)

Fig. 3. Energy cost components in absolute units (Inv is investment, associated with specific capital costs, O&M is operation & maintenance, F is fuel, CO₂ associated with the payment for carbon dioxide emissions)

При введении платы за выбросы в размере 30 \$/т CO₂ зона конкурентоспособности энергоустановок на древесном топливе расширяется. Мини-ТЭЦ на щепе в этом случае эффективнее угольных, а в некоторых

случаях – газовых энергоустановок (рис. 2, б). Это обусловлено тем, что стоимость энергии существенно возрастает при использовании ископаемого топлива, особенно угля, за счет составляющей, связанной с платой за выбросы (рис. 3, 4).

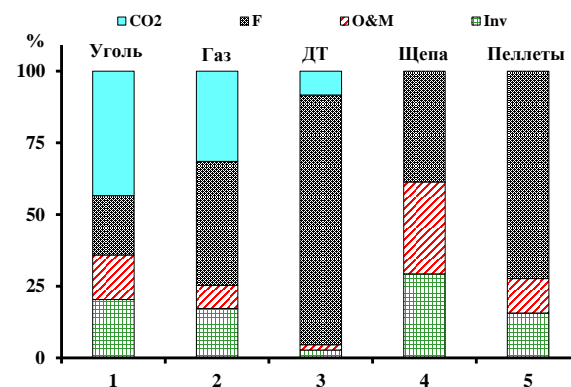


Рис. 4. Составляющие стоимости энергии в относительных единицах (Inv – инвестиционная, связанная с капитальными затратами, O&M – эксплуатационная, F – топливная, CO₂ – связанная с платой за эмиссию диоксида углерода)

Fig. 4. Energy cost components in relative units (Inv is investment, associated with specific capital costs, O&M is operation & maintenance, F is fuel, CO₂ associated with the payment for carbon dioxide emissions)

Энергоустановки на пеллетах будут конкурентоспособными с дизельными электростанциями во всем диапазоне изменения параметров, а с угольными и газовыми – при введении платы за выбросы и при относительно дешевых пеллетах (примерно 100–110 \$/т у.т.). Это обстоятельство обеспечивает свободу в выборе места расположения, в том числе и вдали от мест лесозаготовки.

Заключение

Проведена оценка экономической эффективности газогенераторной мини-ТЭЦ, использующей древесную биомассу, и ее сравнение с энергоисточниками на угле, природном газе и дизельном топливе. Получены аналитические соотношения для определения стоимости (удельных затрат на производство) электроэнергии при заданной стоимости тепла и наоборот, тепловой энергии при заданной стоимости электрической энергии.

Эти соотношения использованы для сопоставления экономической эффективности энергоустановок малой мощности, работающих на разных видах топлива, для условий Иркутской области. Рассмотрены варианты без введения налога на эмиссию диоксида углерода и с введением такого налога.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Renewables 2020. Global Energy Status Report / T. Andre, F. Appavou, A. Brown, G. Ellis, B. Epp, D. Gibb, F. Guerra, F. Joubert, R. Kamara, B. Kondev, R. Levin, H.E. Murdock, J.L. Sawin, K. Seyboth, J. Skeen, F. Sverrisson, G. Wright. – Paris: REN21 Secretariat, 2020. – 367 p.
2. Belyaev L.S., Marchenko O.V., Solomin S.V. Studies on competitiveness of space and terrestrial solar power plants using global energy model // *Global Energy Issues*. – 2006. – V. 57. – P. 94–108.
3. World Energy Outlook 2019 / S. Bouckaert, T.-Y. Kim, K. McNamara, B. Wanner, K. McGlade, P. Olejarnik, Z. Adam, L. Arboleya Sarazola, Y. Arsalane, B. Baruah, S. Bennett, M. Cappannelli, O. Chen, A. Contejean, H.C. Coulibaly, D. Crow, D. D'Ambrosio, A. Dasgupta, J.C. Donovan, M. dos Santos, L. Gallarati, T. Goodson, L.Y. Lee, J. Liu, W. Matsumura, Y. Nobuoka, S. Papapanagiotou, C. Pavarini, D. Perugia, A. Petropoulos, A. Rouget, M. Ruiz de Chavez Velez, A. Schröder, G. Sondak, L. Staas, A. Toril, M. Waldron, M.A. Walton, W. Yu, P. Zeniewski. – Paris: International Energy Agency, 2019. – 810 p.
4. Global Energy Outlook 2020: energy transition or energy addition? / R. Newell, D. Raimi, D. Villanueva, B. Prest. – Washington: RFF, 2020. – 58 p.
5. Johansson M.T. Bio-synthetic natural gas as fuel in steel industry reheating furnace – a case study of economic performance and effects on global CO₂ // *Energy*. – 2013. – V. 57. – P. 699–708.
6. Current status and future perspectives for energy production from solid biomass in the European industry / I. Malico, R. Nepomuceno Pereira, A.C. Gonçalves, A.M.O. Sousa // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2019. – V. 112. – P. 960–977.
7. Безруких П.П., Карабанов С.М., Безруких П.П. (мл.). Эффективность возобновляемой энергетики. Мифы и факты // *Энергия: Экономика, техника, экология*. – 2016. – № 6. – С. 11–24.
8. Bildirici M. Economic growth and biomass energy // *Biomass and Bioenergy*. – 2013. – V. 50. – P. 19–24.
9. Morris J. Recycle, bury, or burn wood waste biomass? LCA answer depends on carbon accounting, emissions controls, displaced fuels, and impact costs // *Journal of Industrial Ecology*. – 2017. – V. 21. – № 4. – P. 844–856.
10. Relative environmental, economic, and energy performance indicators of fuel compositions with biomass / D. Glushkov,

Показано, что мини-ТЭЦ, использующая древесную биомассу, значительно эффективнее дизельной электростанции (стоимость электроэнергии значительно меньше) вследствие дешевизны топлива. По сравнению с энергоисточниками на угле и газе газогенераторная мини-ТЭЦ может оказаться как более, так и менее эффективной.

При введении налога на выбросы диоксида углерода мини-ТЭЦ на щепе экономичнее энергоисточников, использующих ископаемое топливо, на пеллетах – приблизительно равноэкономичны с ними при относительно дешевых топливных гранулах.

При отсутствии налога на выбросы диоксида углерода экономически эффективно применение энергоустановок на дешевой щепе, при введении платы за выбросы зона их эффективности расширяется, и они эффективнее угольных и во многих случаях газовых энергоисточников. Установки на пеллетах эффективны при конкуренции с дизельным топливом во всем диапазоне параметров, а также с углем и газом при введении платы за выбросы.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0001) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг.

- G. Nyashina, V. Medvedev, K. Vershinina // *Applied Sciences*. – 2020. – V. 10. – № 6. – Art. no. 2092. – P. 1–17.
11. Assessing the gasification performance of biomass: a review on biomass gasification process conditions, optimization and economic evaluation / A.A. Ahmad, N.A. Zawawi, F.H. Kasim, A. Inayat, A. Khasri // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2016. – V. 53. – P. 1333–1347.
12. Molino A., Chianese S., Musmarra D. Biomass gasification technology: the state of the art overview // *Journal of Energy Chemistry*. – 2016. – V. 25. – № 1. – P. 10–25.
13. Progress and prospects in the field of biomass and waste to energy and added-value materials / M. Castaldi, J. van Deventer, J.M. Lavoie, J. Legrand, A. Nzihou, Y. Pontikes, X. Py, C. Vandecasteele, P.T. Vasudevan, W. Verstraete // *Waste and Biomass Valorization*. – 2017. – V. 8. – № 6. – P. 1875–1884.
14. Small-scale biomass gasification systems for power generation (<200 kW class): A review / Y.A. Situmorang, Z. Zhao, A. Yoshida, A. Abudula, G. Guan // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2020. – V. 117. – Art. no. 109486. – P. 1–14.
15. Susastriawan A.A.P., Saptoadi H., Purnomo. Small-scale downdraft gasifiers for biomass gasification: a review // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2017. – V. 76. – P. 989–1003.
16. Development of a multi-stage biomass gasification technology to produce quality gas / A. Kozlov, D. Svishev, O. Marchenko, S. Solomin, V. Shamansky, A. Keiko // *25th European Biomass Conference. Proceedings of the International Conference*. – Stockholm, 2017. – V. 25thEUBCE. – P. 776–781.
17. Kozlov A., Marchenko O., Solomin S. The modern state of wood biomass gasification technologies and their economic efficiency // *Energy Procedia*. – 2019. – V. 158. – P. 1004–1008.
18. Марченко О.В., Соломин С.В., Козлов А.Н. Возможность использования древесных отходов в энергетике России // *Экология и промышленность России*. – 2019. – Т. 23. – № 6. – С. 17–21.
19. Carpena L., Bertrand V., Olivier T. Comparing biomass-based and conventional heating systems with costly CO₂ emissions: cost estimations and breakeven prices for large-scale district heating schemes // *International Journal of Global Energy Issues*. – 2017. – V. 40. – № 1/2. – P. 20–42.
20. Arun P. Optimum design of biomass gasifier integrated hybrid energy systems // *International Journal of Renewable Energy Research*. – 2015. – V. 5. – № 3. – P. 892–895.
21. Пиир А.Э., Кунтыш В.Б. Определение показателей тепловой и экономической эффективности ТЭЦ без разделения расхода

- топлива и оборудования по видам продукции // Теплоэнергетика. – 2006. – № 5. – С. 66–68.
22. Сравнительная оценка отечественных и зарубежных методов разделения расхода топлива и формирование тарифов на ТЭЦ / Л.С. Хрилев, В.А. Малафеев, А.А. Хараим, И.М. Лившиц // Теплоэнергетика. – 2003. – № 4. – С. 66–68.
 23. Nussbaumer T., Neuenschwander P. A new method for an economic assessment of heat and power plants using dimensionless numbers // Biomass and Bioenergy. – 2000. – V. 18. – P. 181–188.
 24. Sartor K., Quoilin S., Dewalle P. Simulation and optimization of a CHP biomass plant and district heating network // Applied Energy. – 2014. – V. 130. – P. 474–483.
 25. Projected costs of generating electricity / M. Wittenstein, G. Rothwell, C. Yu, M. Defferenes, H. Paillere, U. Remme, C. Nam, M. Cometto, S. Mueller, M. Baritaud, J.H. Keppler – Paris: International Energy Agency/Nuclear Energy Agency, 2015. – 215 p.
 26. Marchenko O.V., Solomin S.V. Efficiency of hybrid renewable energy systems in Russia // International Journal of Renewable Energy Research. – 2017. – V. 7. – № 4. – P. 1561–1569.
 27. Пиир А.Э., Мелехов В.И., Кунтыш В.Б. Выбор древесного топлива для малой энергетики // Изв. высш. учеб. заведений. Лесной журнал. – 2014. – № 1. – С. 101–108.
 28. Economic efficiency assessment of using wood waste in cogeneration plants with multi-stage gasification / O. Marchenko, S. Solomin, A. Kozlov, V. Shamanskiy, I. Donskoy // Applied Sciences (Switzerland). – 2020. – V. 10. – № 21. – Art. no. 7600. – P. 1–15.
 29. Расчетное исследование эффективности ступенчатого процесса газификации влажной древесины / И.Г. Донской, А.Н. Козлов, Д.А. Свищев, В.А. Шаманский // Теплоэнергетика. – 2017. – № 4. – С. 21–29.
 30. Validation of a continuous combined heat and power (CHP) operation of a two-stage biomass gasifier / J. Ahrenfeldt, U. Henriksen, T.K. Jensen, B. Gobel, L. Wiese, A. Kather, H. Egsgaard // Energy & Fuels. – 2006. – V. 20. – P. 2672–2680.
 31. Engine power generation and emission performance of syngas generated from low-density biomass / N. Indrawan, S. Thapa, P.R. Bhoi, R.L. Huhnke, A. Kumar // Energy Conversion and Management. – 2017. – V. 148. – P. 593–603.

Поступила 08.12.2020 г.

Информация об авторах

Марченко Олег Владимирович, кандидат технических наук, старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук.

Соломин Сергей Владимирович, кандидат технических наук, старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук.

UDC 620.91

COMPARATIVE COST ESTIMATION OF ENERGY USE OF WOOD WASTE AND TRADITIONAL FUELS FOR ELECTRICITY AND HEAT PRODUCTION

Oleg V. Marchenko¹,
marchenko@isem.irk.ru

Sergei V. Solomin¹,
solomin@isem.irk.ru

¹ Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
130, Lermontov street, Irkutsk, 664033, Russia.

Relevance. Wood biomass is an important source of renewable energy. When wood is recycled and used for energy, carbon, which is absorbed by trees from the atmosphere, is released. In this regard, carbon balance in the atmosphere remains approximately constant, which helps to prevent global unfavorable climate change. Utilization of wood waste and its energy use have positive impact on the environmental situation, as well as improve the reliability and efficiency of heat and electricity supply to consumers.

The aim of the research is to assess the economic efficiency of wood-fired gas-based power plants in the Irkutsk region and compare them with other types of electric and thermal energy cogeneration systems.

Methods. Analytical dependences were obtained for calculating the cost of electrical energy at a given cost of heat and vice versa, thermal energy at a given cost of electrical energy; the efficiency of different types of energy sources was assessed by the criterion of the cost of energy. The dependences obtained are used to assess the economic efficiency and compare power plants operating on different types of fuel: wood chips and fuel pellets (pellets), coal, natural gas and liquid (diesel) fuel.

Results. It is shown that energy cost when using wood fuel is significantly less than its cost from a diesel power plant due to the use of cheaper fuel. Cogeneration systems based on gasification of woody biomass can also successfully compete with coal and gas power plants if cheap fuel chips are available at the location. With the introduction of a fee for carbon dioxide emissions, the use of not only wood chips, but also pellets becomes competitive compared to coal and gas.

Key words:

Wood waste, energy use, cogeneration, wood-based mini-CHP, economic efficiency, energy cost.

The research was carried out under State Assignment Project (no. FWEU-2021-0001) of the Fundamental Research Program of Russian Federation 2021–2030.

REFERENCES

- Andre T., Appavou F., Brown A., Ellis G., Epp B., Gibb D., Guerra F., Joubert F., Kamara R., Kondev B., Levin R., Murdock H.E., Sawin J.L., Seyboth K., Skeen J., Sverrisson F., Wright G. *Renewables 2020. Global Energy Status Report*. Paris, REN21 Secretariat, 2020. 367 p.
- Belyaev L.S., Marchenko O.V., Solomin S.V. Studies on competitiveness of space and terrestrial solar power plants using global energy model. *Global Energy Issues*, 2006, vol. 57, pp. 94–108.
- Bouckaert S., Kim T.-Y., McNamara K., Wanner B., McGlade K., Olejarnik P., Adam Z., Arboleya Sarazola L., Arsalane Y., Baruah B., Bennett S., Cappannelli M., Chen O., Contejean A., Coulbaly H.C., Crow D., D'Ambrosio D., Dasgupta A., Donovan J.C., Dos Santos M., Gallarati L., Goodson T., Lee L.Y., Liu J., Matsuura W., Nobuoka Y., Papapanagiotou S., Pavarini C., Perugia D., Petropoulos A., Rouget A., Ruiz de Chavez Velez M., Schröder A., Sondak G., Staas L., Toril A., Waldron M., Walton M.A., Yu W., Zeniewski P. *World Energy Outlook 2019*. Paris, International Energy Agency, 2019. 810 p.
- Newell R., Raimi D., Villanueva D., Prest B. *Global Energy Outlook 2020: energy transition or energy addition?* Washington, RFF, 2020. 58 p.
- Johansson M.T. Bio-synthetic natural gas as fuel in steel industry reheating furnace – a case study of economic performance and effects on global CO₂. *Energy*, 2013, vol. 57, pp. 699–708.
- Malico I., Nepomuceno Pereira R., Gonçalves A.C., Sousa A.M.O. Current status and future perspectives for energy production from solid biomass in the European industry. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019, vol. 112, pp. 960–977.
- Bezrukih P.P., Karabanov S.M., Bezrukih P.P. (ml.). Effektivnost vozobnovlyаемoy energetiki. Mify i fakty [Renewable energy efficiency. Myths and facts]. *Energiya: Ekonomika, tekhnika, ekologiya*, 2016, no. 6, pp. 11–24.
- Bildirici M. Economic growth and biomass energy. *Biomass and Bioenergy*, 2013, vol. 50, pp. 19–24.
- Morris J. Recycle, bury, or burn wood waste biomass? LCA answer depends on carbon accounting, emissions controls, displaced fuels, and impact costs. *Journal of Industrial Ecology*, 2017, vol. 21, no. 4, pp. 844–856.
- Glushkov D., Nyashina G., Medvedev V., Vershinina K. Relative environmental, economic, and energy performance indicators of fuel compositions with biomass. *Applied Sciences*, 2020, vol. 10, no. 6, art. no. 2092, pp. 1–17.
- Ahmad A.A., Zawawi N.A., Kasim F.H., Inayat A., Khasri A. Assessing the gasification performance of biomass: A review on biomass gasification process conditions, optimization and economic evaluation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, vol. 53, pp. 1333–1347.
- Molino A., Chianese S., Musmarra D. Biomass gasification technology: the state of the art overview. *Journal of Energy Chemistry*, 2016, vol. 25, no. 1, pp. 10–25.
- Castaldi M., Van Deventer J., Lavoie J.M., Legrand J., Nzihou A., Pontikes Y., Py X., Vandecasteele C., Vasudevan P.T., Verstraete W. Progress and prospects in the field of biomass and waste to energy and added-value materials. *Waste and Biomass Valorization*, 2017, vol. 8, no.6, pp. 1875–1884.
- Situmorang Y.A., Zhao Z., Yoshida A., Abudula A., Guan G. Small-scale biomass gasification systems for power generation (<200 kW class): a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2020, vol. 117, art. no. 109486, pp. 1–14.
- Susastriawan A.A.P., Saptoadi H., Purnomo. Small-scale downdraft gasifiers for biomass gasification: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, vol. 76, pp. 989–1003.
- Kozlov A., Svishchev D., Marchenko O., Solomin S., Shamansky V., Keiko A. Development of a multi-stage biomass gasification technology to produce quality gas. *25th European Biomass Conference*.

- Proceedings of the International Conference*. Stockholm, 2017. Vol. 25thEUBCE, pp. 776–781.
17. Kozlov A., Marchenko O., Solomin S. The modern state of wood biomass gasification technologies and their economic efficiency. *Energy Procedia*, 2019, vol. 158, pp. 1004–1008.
 18. Marchenko O.V., Solomin S.V., Kozlov A.N. Possibilities of use of wood wastes in the power industry of Russia. *Ecology and Industry of Russia*, 2019, vol. 23, no. 6, pp. 17–21. In Rus.
 19. Carpené L., Bertrand V., Olivier T. Comparing biomass-based and conventional heating systems with costly CO₂ emissions: cost estimations and breakeven prices for large-scale district heating schemes. *International Journal of Global Energy Issues*, 2017, vol. 40, no. 1–2, pp. 20–42.
 20. Arun P. Optimum design of biomass gasifier integrated hybrid energy systems. *International Journal of Renewable Energy Research*, 2015, vol. 5, no.3, pp. 892–895.
 21. Piir A.E., Kunttysh V.B. Determination of indexes of the thermal and economic efficiencies of a cogeneration power plant without dividing fuel consumption and the equipment between two kinds of plants production. *Thermal Engineering*, 2006, vol. 53, no. 5, pp. 399–402. In Rus.
 22. Khrilev L.S., Malafeev V.A., Haraim A.A., Livshic I.M. Comparative assessment of domestic and foreign methods of separating fuel consumption and the formation of tariffs for CHP. *Thermal Engineering*, 2003, vol. 50, no. 4, pp. 66–68. In Rus.
 23. Nussbaumer T., Neuenschwander P. A new method for an economic assessment of heat and power plants using dimensionless numbers. *Biomass and Bioenergy*, 2000, vol. 18, pp. 181–188.
 24. Sartor K., Quoilin S., Dewallef P. Simulation and optimization of a CHP biomass plant and district heating network. *Applied Energy*, 2014, vol. 130, pp. 474–483.
 25. Wittenstein M., Rothwell G., Yu C., Defferenes M., Paillere H., Remme U., Nam C., Cometto M., Mueller S., Baritaud M., Keppler J.H. *Projected costs of generating electricity*. Paris, International Energy Agency/Nuclear Energy Agency, 2015. 215 p.
 26. Marchenko O.V., Solomin S.V. Efficiency of hybrid renewable energy systems in Russia. *International Journal of Renewable Energy Research*, 2017, vol. 7, no. 4, pp. 1561–1569.
 27. Piir A.E., Melekhov V.I., Kunttysh V.B. Choice of wood fuel for small-scale power generation. *Lesnoy Zhurnal (Forestry Journal)*, 2014, no. 1, pp. 101–108. In Rus.
 28. Marchenko O., Solomin S., Kozlov A., Shamanskiy V., Donskoy I. Economic efficiency assessment of using wood waste in cogeneration plants with multi-stage gasification. *Applied Sciences (Switzerland)*, 2020, vol. 10, no. 21, art. no. 7600, pp. 1–15.
 29. Donskoi I.G., Kozlov A.N., Svishev D.A., Shamanskii V.A. Numerical investigation of the staged gasification of wet wood. *Thermal Engineering*, 2017, vol. 64, no. 4, pp. 258–264. In Rus.
 30. Ahrenfeldt J., Henriksen U., Jensen T.K., Gobel B., Wiese L., Kather A., Egsgaard H. Validation of a continuous combined heat and power (CHP) operation of a two-stage biomass gasifier. *Energy & Fuels*, 2006, vol. 20, pp. 2672–2680.
 31. Indrawan N., Thapa S., Bhoi P.R., Huhnke R.L., Kumar A. Engine power generation and emission performance of syngas generated from low-density biomass. *Energy Conversion and Management*, 2017, vol. 148, pp. 593–603.

Received: 8 December 2020.

Information about the authors

Oleg V. Marchenko, Cand. Sc, senior researcher, Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.

Sergei V. Solomin, Cand. Sc, senior researcher, Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.