


Экономическая альтернатива замены централизованного газоснабжения автономными биогазовыми установками в городах России

Г. С. Чеботарева  , А. А. Двинянинов 

Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б. Н. Ельцина,
г. Екатеринбург, Россия
 galina_ch90@mail.ru

Аннотация. Главным трендом развития энергетики является повышение энергоэффективности: сокращение использования ограниченных природных ресурсов, распространение возобновляемой энергетики, снижение негативного воздействия на окружающую среду. Эффективным ответом на данные вызовы является использование биогазовых установок, которые производят чистую энергию и решают экологические проблемы утилизации и переработки отходов. Цель статьи состоит в оценке экономической эффективности замены централизованного газоснабжения автономными биогазовыми установками в коммунально-бытовом хозяйстве. Выдвинута гипотеза о том, что целесообразность применения подобных технологий зависит от климатических особенностей и специфики государственного регулирования цен и норм потребления газа. Применен стоимостной подход, оценивающий полную структуру затрат на оборудование, а также метод сравнительной оценки по принципу «с/без биогазовой установки» и сценарный анализ, критерием которого выступает численность семьи – владельцев установки. Использован вспомогательный метод прогнозирования розничных и экономически обоснованных цен на природный газ для населения. Объектом расчетов является установка «HomeBiogas», предназначенная для домашнего использования. Территориальными объектами выбраны три российских города – Екатеринбург, Иркутск и Краснодар, существенно различающиеся по природным характеристикам и подходам к формированию розничных цен на газ. Доказано, что хотя среднемесячные температурные режимы существенно различаются в рассмотренных городах, однако ни в одном из них нет постоянной температуры, превышающей требуемое нормативное значение в 17 °С. В каждом случае первоначальные капитальные вложения увеличиваются на стоимость установки дополнительных систем теплоизоляции и подогрева. Это уравнивает расходы более теплых и более холодных территорий. Поэтому климатические особенности городов не являются существенными и не оказывают влияние на экономическую эффективность использования биогазовой установки. В свою очередь, государственное регулирование цен и норм потребления газа населением имеет решающее значение. Полученные выводы обладают теоретической и практической значимостью. Методология может быть применена при оценке эффективности использования биогазовых установок в промышленности и проектов газификации удаленных территорий России.

Ключевые слова: биогаз; биогазовая установка; централизованное газоснабжение; целесообразность; экономический эффект; природные особенности; цена на газ; затратный подход; сравнительная оценка; города; Россия.

1. Актуальность исследования

Мировая энергетика на современном этапе развивается по пути как рационального использования природных топливно-энергетических ресурсов, так и повсеместного распространения альтернативной энергетики. Однако, несмотря на заявляемый высокий уровень лояльности к окружающей среде, возобновляемая энергетика проигрывает ценовую конкуренцию традиционному сектору, по-прежнему оставаясь более дорогим энергоресурсом.

Тем не менее текущая актуальность задачи изучения экономической эффективности автономных биогазовых установок как альтернативы централизованному газоснабжению для населения не вызывает сомнения и обусловлена тремя ключевыми причинами.

Во-первых, это ограниченность традиционных энергоресурсов (в том числе газа) при растущем прогнозе спроса. По результатам официального аудита запасы газа в России составляют около 73 трлн куб. метров¹. С учетом текущих объемов экспорта, более низкого прироста запасов газа по сравнению с его добычей, исчерпания потенциала открытия новых месторождений существующих запасов для внутренних нужд хватит примерно на 50 лет². Аналогичная ситуация характерна и для нефтяного сектора, где прогноз запасов составляет до 35 лет. Эксперты оценивают, что в среднем рост спроса на газ на внутреннем рынке России к 2035 г.

составит 17,4% по сравнению с 2019 г.³ На уровне мирового энергетического сообщества газ рассматривается в качестве «переходного топлива» к углеродно-нейтральной экономике и эффективной экологической альтернативе углю и нефтепродуктам, что также способствует дополнительному повышению мирового спроса.

Во-вторых, ограниченность природных ресурсов, растущий спрос на энергию и необходимость освоения новых труднодоступных месторождений способствуют удорожанию геологоразведочных работ, добычи, переработки, хранения и транспортировки традиционных энергоносителей. По оценке экспертов, в течение последующих десятилетий тарифы на природный газ для населения будут неизбежно расти⁴. Помимо этого, порядка 30% территории России до сих пор остается негазифицированной, а соответствующие инфраструктурные проекты являются сложными, многокомпонентными, длительными и поэтому весьма капиталоемкими.

Совокупность экологических причин формирует третью группу факторов, обуславливающих целесообразность биогазовой альтернативы. Основные экологические выгоды от применения биогазовых установок состоят в их технологических особенностях и определяют практические преимущества по сравнению с магистральным газоснабжением:

¹ Долгосрочная программа развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации. Распоряжение Правительства РФ. URL: <http://static.government.ru/media/files/l6DePkb3cDKTgzxbb6sdFc2npEPA d7SE.pdf>.

² Счетная палата оценила ситуацию с запасами нефти и газа в России. RBC.ru. URL: <https://www.rbc.ru/rbcfreenews/5ecf4acf9a79471f02f74b9b>.

³ Долгосрочная программа развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации. Распоряжение Правительства РФ. URL: <http://static.government.ru/media/files/l6DePkb3cDKTgzxbb6sdFc2npEPA d7SE.pdf>.

⁴ Прогноз развития энергетики мира и России 2019. Сколково. URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Forecast_2019_Rus.pdf.

- экологически чистое получение энергоносителя (биометана);

- улавливание и утилизация парниковых газов, образующихся в процессах разложения биомасс;

- отсутствие вероятности аварии в связи с утечкой биогаза в процессе эксплуатации и обслуживания установки;

- попутное производство жидких удобрений, которые пригодны для использования в сельском хозяйстве.

Помимо этого, в качестве сырья для получения биогаза используются пищевые отходы, которые по данным за 2019 г. в России составили порядка 40% от общего объема твердых коммунальных отходов (ТКО). В целом по России в 2019 г. на утилизацию было отправлено лишь 0,7% ТКО, а на переработку – 10,9%⁵. В результате использование биогазовых установок позволит не только сократить объем отходов, вывозимых на полигоны, но и снизить платежи по возрастающим тарифам по обращению с ТКО⁶.

По объективным причинам на текущем этапе биогазовые установки нельзя рассматривать как повсеместную альтернативу централизованному газоснабжению. Однако сформировавшиеся тенденции и указанные преимущества позволяют говорить о уже наступившем переходном периоде, когда возможно сосуществование традиционных и альтернативных технологий.

Цель работы – оценка экономической целесообразности использования автономных биогазовых установок населением в качестве альтернативы

⁵ Сведения об образовании, обработке, утилизации отходов производства. URL: https://rpn.gov.ru/new_structure/activities/regulation/tko_2019.xlsx.

⁶ Аналитики назвали регионы с максимальным ростом тарифов на вывоз мусора // FinExpertiza. URL: https://finexpertiza.ru/press-service/researches/2021/otkhodnyy-god/?sphrase_id=27059.

централизованному газоснабжению в городах России.

В данном исследовании выдвинута гипотеза о том, что экономическая эффективность применения биогазовых технологий напрямую зависит от климатических особенностей городов, а также местной специфики государственного регулирования цен и норм потребления газа.

Объектом исследования выбрана биогазовая установка для домашнего использования «HomeBiogas», обладающая уникальными технологическими характеристиками⁷. Расчет эффективности проведен на примере трех российских городов: Екатеринбурга, Иркутска и Краснодара, для которых характерны существенно различающиеся природные условия и подходы к формированию цен на природный газ.

Статья организована по следующей структуре. Во втором разделе освещены исследования, посвященные методикам оценки экономической эффективности проектов возобновляемой энергетики как альтернативы традиционным технологиям. Предложенная методология оценки экономической целесообразности поэтапно представлена в третьем. Четвертый раздел посвящен анализу географических и климатических особенностей трех городов, а также прогнозированию цен на природный газ для населения с учетом установленных ограничений. В пятой части проведены практические расчеты. В заключении сделаны выводы по результатам исследования.

2. Степень изученности проблемы

Постоянно повышающийся интерес к развитию возобновляемых источников энергии обостряет проблему

⁷ Biogasplant 2016. HomeBiogas. URL: <https://diningwild2016.wordpress.com/2016/11/09/home-biogas/>

практической целесообразности их использования в сравнении с традиционными энергоресурсами. Поэтому разработка и адаптация методов оценки эффективности проектов возобновляемой энергетики становится достаточно актуальным вопросом, особенно в зарубежных исследованиях.

Проведенный литературный обзор показал, что авторы, как правило, предлагают методы оценки эффективности проектов, или возобновляемой энергетики в целом, или наиболее распространенных видов альтернативных ресурсов – ветровой, солнечной и гидроэнергетики, или гибридных проектов, включая системы хранения энергии. На текущий момент вопросы целесообразности применения биогазовых технологий еще не являются достаточно популярными.

Стоит отметить, что наряду с вопросами экономической целесообразности достаточное число работ посвящено комплексной оценке *экологической* целесообразности. В частности, это работы Landi [1], Mehrpooya [2], Karmaker [3], Yazdi [4], Wibowo [5], Gigli [6], Kamali [7], Angelis-Dimakis [8] и Wadi [9]. Вопросы оценки *технической* целесообразности посвящены работы Mehrpooya [2], Karmaker [3], Wibowo [5], Duman [10] и Deane [11]. Оценка *энергетической* целесообразности проектов посвящены работы Landi [1], Barrios [12], Mazlan [13] и Dabiri [14]. В работах Wibowo [5], Kamali [7] и Karhinen [15] анализируются проблемы оценки *социальной* целесообразности проектов. *Экзергетическая* целесообразность проектов рассматривается в работах Dabiri [14], Choe [16] и Allouhi [17].

Помимо этого, изучается личное отношение стейкхолдеров к развитию данного сектора. Так, Sorman [18] проводит качественную оценку мнений различных категорий инвесторов по вопросу

низкоуглеродного энергетического перехода в Испании с использованием метода анкетирования. Omrani [19] идентифицирует частные критерии оценки эффективности энергопроектов с учетом предпочтений групп стейкхолдеров. В свою очередь, Rani [20] дополняет расчет эффективности проектов экспертной оценкой в процессе принятия инвестиционных решений.

Далее представлен обзор методов оценки экономической эффективности проектов возобновляемой энергетики или *комплексной эффективности* (например, технико-экономической или эколого-экономической эффективности).

Большое число работ в качестве базового метода оценки эффективности энергопроектов предлагает расчет инвестиционных показателей, который дополняется и другими специфическими критериями. Так, Landi [1] проводит оценку гибридного энергопроекта, где в качестве индикаторов эффективности предлагает NPV и PBP. Данный метод дополняется разработкой профиля потребителя энергии.

Ghiasi [21] для оценки эффективности проекта энергоснабжения на основе возобновляемых источников также предлагает показатель NPV, отмечая, что экономический эффект должен быть исследован с учетом идентификации потенциальных финансовых потерь (например, вызванных технологическими отключениями).

При оценке эффективности гибридных энергопроектов Diemuodeke [22] совмещает расчет итогового критерия NPV с детальным изучением структуры затрат используемого оборудования и сопутствующих издержек. В качестве дополнительных отраслевых показателей им учтены существующий и будущий спрос на электроэнергию, а также погодные условия в качестве фактора неопределенности.

Оценка эффективности биогазовых проектов, проведенная Herbes [23] (переработка биогазового дигестата), Campello [24] (использование биогаза, получаемого на очистных сооружениях сточных вод) и Raucsi [25] (применение биогазовых технологий в сельском хозяйстве), основана на расчете исключительно классических показателей NPV, IRR и PBP.

Для проекта технологий хранения энергии, получаемой на основе возобновляемых источников, Trovato [26] предлагает показатели NPV и IRR, при расчете которых, помимо общепринятых, учитываются расходы, обусловленные технологическими особенностями хранения энергии.

Karmaker [3] включает в свой метод не только инвестиционные критерии NPV, PBP и PI, но также специфический индикатор средней стоимости энергии (LCOE). Предлагаемый метод дополнительно учитывает отраслевые показатели спроса на энергию, объема генерируемой энергии и общей эмиссии выбросов (по видам загрязняющих веществ).

Схожий анализ проекта ветроэнергетики представлен в работе Zhang Y. [27], где используются дисконтные методы NPV и IRR, а также показатель LCOE. Причем оценка LCOE усовершенствована за счет учета стоимости аренды помещения, оплаты труда и коэффициента ежегодного устаревания оборудования.

Технико-экономический анализ проекта хранения теплоэнергии, проведенного Kim [28], основан на расчете отраслевого индекса первичного энергосбережения и эквивалента общей эмиссии углекислого газа. Для экономической оценки проекта им используются показатели относительного соотношения всех выгод и расходов (BCR, Benefit/CostRatio) и средней стоимости тепла (LCOH).

Li [29] учитывает все возможные экономические выгоды по проекту, скорректированные с учетом производимых затрат, в показателе BCR.

В работе Gigli [6] проведена динамическая оценка показателей NPV, IRR и BCR на протяжении четырех этапов жизненного цикла отраслевого проекта (LCA, Life-Cycle Assessment), которая сопровождается дополнительной оценкой рисков проекта.

Zhang C. [30] анализирует затраты проекта по методу LCA в течение трех этапов (строительство объекта, эксплуатация и техническое обслуживание, вывод из эксплуатации), а в качестве итоговых показателей эффективности рассчитывает NPV и BCR.

Для оценки эффективности биогазового проекта Wang [31] сочетает методы сценарного анализа и BCR. При этом в структуре поступлений им учитываются доходы от производства электроэнергии и платы за утилизацию, скорректированные на величину износа оборудования, который существенно снижает эффективность проекта. Аналогичный подход использует Kezembayeva [32], делая акцент уже на экологические расходы.

Итоговым показателем эффективности в работе Savic [33] является инвестиционный критерий ROI, расчет которого сопровождается детальным изучением структуры доходов (от генерации электроэнергии и тепла, мер эколого-экономического стимулирования) и издержек (капитальные вложения, на эксплуатацию и техническое обслуживание) по проекту.

Индикатором эффективности проекта в работе Angelis-Dimakis [8] является чистый экономический результат, который рассчитывается как сумма чистых доходов каждого участника проекта и стоимости производимого продукта за вычетом инвестиционных и финансовых расходов.

Другие работы предлагают методы, в которых оценка эффективности проектов основана на стоимостных критериях: расчете общего объема расходов, изучении структуры затрат, оптимизации данных величин или анализе средних стоимостей отдельных энергопоказателей. Например, при оценке гибридных энергопроектов в Mehrгооуа [2] предлагает рассчитывать следующие стоимостные показатели: чистые приведенные расходы (NPC, Net Present Cost) и значение LCOE, учитывающее все годовые издержки энергосистемы; в качестве дополнительного критерия выступает объем выбросов двуокси углерода.

Схожего подхода придерживаются Bezmalinovic [34] и Rad [35], где также оцениваются NPC и LCOE, а в качестве дополнительных критериев – доля возобновляемых источников в общей генерации, объем проданной энергии и структура затрат.

Duman [10] рассчитывает только значение NPC гибридных энергопроектов, учитывающее капитальные расходы, затраты на обновление (замену), эксплуатацию и техническое обслуживание, а также доходы от утилизации энергооборудования.

Allouhi [17] и Gebrehiwot [36] для расчета LCOE учитывают все утилизационные, балансирующие расходы и затраты на передачу, а в [17] дополнительным критерием является расчет объема ежегодной эмиссии углекислого газа, которого можно избежать за счет использования технологий возобновляемой энергетики.

Aghahosseini [37] и Baldinelli [38] наряду с расчетом LCOE оценивают частные показатели средней стоимости поставки электроэнергии (LCOD), хранение (LCOS), дополнительных энергопоставок – профицита энергии (LCOA), ограничений (LCOC), а также общие годовые расходы по проекту.

Zhu [39], помимо показателя LCOE, при оценке эффективности учитывает ряд факторов неопределенности, включая погодные условия, наличие политических ограничений и изменчивость стоимости энергопроектов при введении углеводородных налогов.

Метод, предложенный Adefarati [40], основан на составлении целевой функции для снижения издержек по энергопроекту. Искомая функция учитывает не только стандартную структуру затрат, но и критерий снижения выбросов парниковых газов в окружающую среду.

Schlachtberger [41], помимо оптимизации стоимостных параметров проекта, при оценке эффективности в единой модели учитывает факторы неопределенности, связанные с непредсказуемостью погодных условий и возможным наличием политических ограничений в виде обязательств по снижению эмиссии парниковых газов. Daraei [42] проводит оптимизацию издержек работы энергооборудования с учетом холодных и теплых сезонов года и соблюдения минимального негативного влияния на окружающую среду. В работах Kengam [43], Kobayashi [44] и Caglayan [45] оценка эффективности также связана с оптимизацией эксплуатационных расходов и повышением производительности энергооборудования.

Collins в работе [46] рассматривает эффективность энергопроектов с позиции оценки общих расходов на генерацию, а также включает в единую модель расчет эмиссии парниковых газов, динамику спроса на энергию, а также государственные подходы к формированию цены на возобновляемую энергию.

Оценка эффективности солнечной станции, проводимая Anwar [47], основана на расчете общего объема ежегодных затрат по проекту с учетом различных способов формирования цены на энергию (государственной поддержки или при ее отсутствии).

Rentizelas [48] также изучает структуру издержек проекта и денежный эквивалент выбросов парниковых газов. Однако специфическим критерием эффективности является показатель устойчивости – итоговое энергопотребление. Rani [20] детально изучает структуру затрат по проектам, а также оценивает ряд экологических (степень загрязнения воды, объем выбросов загрязняющих веществ) и социальных (общественное принятие альтернативной энергетики, создание новых рабочих мест) параметров. Оценка исключительно скрытых экологических затрат и выгод проведена в работах Briones-Hidrovo [49], Liang [50] и Li [51].

Ниже представлены подходы к оценке проектов возобновляемой энергетики, которые в качестве критериев эффективности учитывают *отдельные специфические индикаторы* или набор частных показателей.

Подход, предложенный Nieves [52], позволяет в качестве критериев эффективности одновременно учитывать объем энергопотребления и спрос на энергию, энергоемкость, объем эмиссии парниковых газов, общий объем издержек, связанных с обслуживанием энергопроекта.

Метод Camioto [53] оценивает эффективность проектов возобновляемой энергетики по показателям объема энергопотребления, использования рабочей силы, валового внутреннего продукта (ВВП) и эмиссии углекислого газа; цель метода состоит в достижении роста ВВП при оптимальном снижении остальных показателей.

Brozyna [54] изучает такой набор показателей экономической эффективности, как уровень экономического развития, объем энергетического производства, эквивалент эмиссии углекислого газа, географические факторы и общественное принятие цен

на возобновляемую энергетику; на последующих этапах изучаются корреляционные зависимости между данными критериями и оптимизируется их значение.

Но Н.-Х.Т. Но в работе [55] прогнозирует эмиссию углекислого газа, потребление энергии на основе возобновляемых источников и экономический рост как взаимосвязанных показателей, позволяющих оценить эффективность энергопроектов.

Методы в работах Kozarcenin [56], Ayodele [57] и Fei [58] учитывают такие факторы неопределенности, как данные о погоде, а также возможное наличие политических ограничений; подобная оценка сопровождается сценарным моделированием эффектов по проекту, идентификацией и анализом рисков.

В работах Sassanelli [59], Park [60] и Wang [61] высокую результативность демонстрируют методы, которые оценивают эффективность проектов возобновляемой энергетики по методике LCA (как правило, три основных этапа: строительство, эксплуатация и ремонт, вывод из эксплуатации).

В ряде работ (например, Mehrpooya [2], Dabiri [14], Bezmalinovic [34], Rad [35]) технико-экономическая оценка эффективности проектов осуществляется с использованием распространенного программного продукта HOMER⁸, который может дополняться другими способами анализа.

Так, Kamali [7] и Rad [35] активно применяют методы MCDA. Diemuodeke [22], Rad [35] и Brozyna [54] применяют метод TOPSIS. Diemuodeke [22], Rad [35], Rentizelas [48] и Kengam [43] – метод PSO, Rentizelas [48], Collins [46] и Camioto [53] – метод DEA. Rentizelas [48] и Camioto [53] – используют метод MILP. Rad [35] применяет методы

⁸ HOMER – Hybrid Optimization Model for Electric Renewables

АНР, SAW и ABC, Sassanelli [59] – методы DfX и MFA. Kengam [43] использует метод CSA, Omrani [19] – метод FBWM⁹, Kamali [7] – метод ELECTRE1.

В результате обзора можно сделать вывод, что для оценки эффективности проектов возобновляемой энергетики авторы применяют совокупность методов инвестиционного анализа, различные виды стоимостных подходов, учитывающих оценку издержек и денежных поступлений по проектам, анализируют частные показатели по этапам жизненного цикла, а также изучают такие факторы неопределенности, как данные о погоде, наличие политических ограничений, используют отраслевое программное обеспечение.

Таким образом, к настоящему моменту методические аспекты оценки экономической эффективности непосредственно биогазовых установок в качестве альтернативы иным технологиям являются мало изученными. Тем не менее опыт оценки эффективности проектов возобновляемой энергетики показывает, что подобные методы должны носить комплексный характер. Другими словами, экономическую оценку необходимо проводить с учетом технической специфики работы биогазового оборудования, влияния природных особенностей территории, существующих политических (государственных) ограничений, а также влияния макроэкономических факторов.

⁹ MCDA – Multi Criteria Decision Making; TOPSIS – Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution; PSO – Particle Swarm Optimization; DEA – Data Envelopment Analysis; MILP – Mixed Integer Linear Programming; АНР – Analytic Hierarchy Process; SAW – Simple Additive Weighting; ABC – Artificial Bee Colony; DfX – Design for X; MFA – Material Flow Analysis; CSA – Cuckoo-Search Algorithm; FBWM – Fuzzy Best-Worse Method

3. Методология исследования

Экономическая целесообразность использования биогазовой установки населением обусловлена прежде всего снижением суммы платежей по сравнению со стоимостью природного газа, получаемого из централизованного газоснабжения, за период эксплуатации установки. Поэтому предлагаемая методология исследования включает следующие этапы.

Первым этапом является изучение климатических особенностей выбранных городов. В частности, оценивается распределение среднемесячной температуры воздуха в данных городах в течение года. Важность данного этапа связана с тем, что достижение заявленной производительности установки «HomeBiogas» возможно только при среднесуточной температуре не ниже 17 °C¹⁰. В более прохладных условиях показатели производительности снижаются, а для поддержания требуемого эффекта обязательным является установка дополнительных систем теплоизоляции и подогрева.

На втором этапе применяется стоимостной подход. Он предусматривает подробное изучение всей структуры расходов, связанных с вводом в эксплуатацию, обслуживанием и утилизацией биогазовой установки, и расчет ее полной стоимости. Все затраты разделены на три крупные группы:

1. *Капитальные затраты* включают:
 - стоимость основного оборудования для сборки биогазовой установки;
 - стоимость дополнительных комплектов для поддержания заданных характеристик производительности при температуре ниже 17 °C (в случае необходимости);
 - затраты на доставку указанных материалов (в случае необходимости);

¹⁰ Biogasplant 2016. HomeBiogas. URL: <https://diningwild2016.wordpress.com/2016/11/09/home-biogas/>

– затраты на монтаж оборудования (в случае необходимости).

2. *Эксплуатационные затраты* связаны с регулярным обслуживанием оборудования за десятилетний период эксплуатации:

– проверка герметичности соединений с ревизией и герметизацией;

– проверка герметичности газгольдера на предмет микротрещин;

– замена воды с добавлением гашеной извести в фильтр и удаление из фильтра образовавшегося карбоната кальция;

– замена гидрата окиси железа;

– замена отработанного субстрата.

3. *Стоимость утилизации* отдельных компонентов биогазового оборудования после окончания срока его эксплуатации.

На этапе расчета общей величины платежей за пользование газом, получаемым из системы централизованного газоснабжения, оцениваются фактические значения розничных цен и норм потребления природного газа населением на базе соответствующих нормативных документов. Изучение динамики розничных цен на природный газ по городам является основой для их прогнозирования на весь оценочный период. В качестве такого периода принимается десятилетний срок эксплуатации биогазовой установки.

Стоимость пользования природным газом оценивается для *трех сценариев* в зависимости от количества членов семьи: четыре, пять и шесть человек соответственно. В каждом из сценариев рассчитывается индивидуальное фактическое значение норм потребления газа. Это напрямую влияет на размер платежей за пользование газом. Общая стоимость биогазовой установки не меняется в зависимости от предлагаемых сценарных условий.

Рассчитанная полная стоимость оборудования и величина платежей

за пользование природным газом корректируется с учетом принципов метода дисконтирования платежей на основе официальных данных Росстата по инфляции.

После оценки всех затрат и платежей используется метод сравнительной оценки их приведенных значений по принципу «с/без биогазовой установки» по выбранным городам и предлагаемым сценариям.

Предлагаемая авторами методика уточняет существующие подходы к оценке эффективности проектов возобновляемой энергетики для сферы биогазовых технологий. Новизна данного метода обеспечивается за счет комплексного учета специфики государственного регулирования газовой отрасли по территориям (через механизмы ценообразования и установления норм потребления газа), климатических особенностей и рыночных условий, влияющих на стоимость биогазовой установки, а также совокупности макроэкономических факторов (через ставку дисконтирования). Сценарный анализ позволяет идентифицировать условия, при которых возможно достижение положительного экономического эффекта от применения биогазовой установки, и в последующем разработать направления повышения эффективности ее эксплуатации. Указанные преимущества наряду с исключительно количественной оценкой всех показателей обеспечивают высокий уровень прозрачности и объективности получаемых результатов.

4. Природные и ценовые характеристики городов

В качестве городов, для которых проведена оценка экономической целесообразности биогазовых установок, выбраны Екатеринбург (1), Иркутск (2) и Краснодар (3). Их расположение отмечено на карте тарифов (рис. 1).

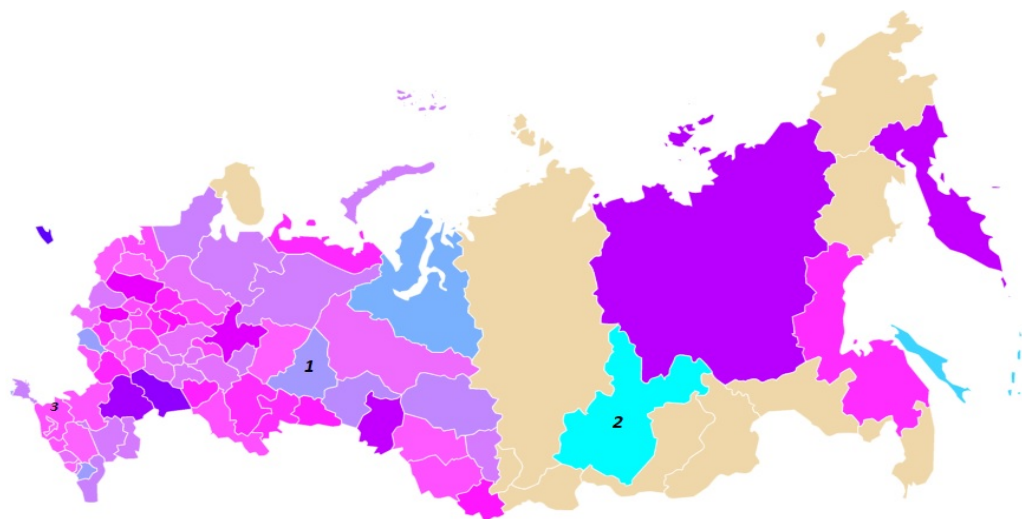


Рис. 1. Территориальная принадлежность городов к тарифным зонам

Fig. 1. Territorial affiliation of cities to tariff zones

Источник: сделано по данным официального портала energo-24.ru.

Выбор городов обусловлен их географической принадлежностью к различным регионам России (Урал, Сибирь и Юг соответственно) и климатическими особенностями. Данные города относятся к различным тарифным зонам, в них существенно различаются подходы к формированию цен на природный газ для населения, размер тарифов и утвержденные нормы потребления газа. В каждом из городов прогнозируется рост потребления газа к 2035 г. В Уральском федеральном округе (г. Екатеринбург) он составит 11,3 %, в Сибирском (г. Иркутск) – 4 % и в Южном (г. Краснодар) – 3,5 %¹¹.

4.1. Географические и климатические особенности

Город *Екатеринбург* является административным центром Уральского федерального округа и Свердловской

¹¹ Долгосрочная программа развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации. Распоряжение Правительства РФ. URL: <http://static.government.ru/media/files/l6DePkb3cDKTgzxb6sdFc2npEPA d7SE.pdf>.

области, расположен в центральной части России. Климат находится на границе умеренно континентального и континентального, выражены, изменчивостью погодных условий. Однако сезоны года ярко выражены, и, как правило, это холодная зима и теплое лето¹².

Город *Иркутск* расположен в Восточной Сибири и является административным центром Иркутской области. Климат города резко континентальный, со значительными перепадами температур не только в течение года, но и суток. Иркутск принадлежит ко второй зоне морозостойкости с холодными и затяжными зимами¹³.

Город *Краснодар* является административным центром Краснодарского края и входит в состав Южного

¹² Природные условия и ресурсы : [официальный портал Екатеринбурга]. URL: <https://m.ekaterinburg.rf/официально/стратегия/раздел2/внутренние#:~:text=Климат%20Екатеринбурга%20умеренно%20континентальный%20с,уровнем%20морья%20-%20250%20метров>.

¹³ Краткая характеристика города Иркутска : [официальный портал Иркутска]. URL: <https://admirk.ru/Pages/abouttown.aspx>.

федерального округа. Климат относится к числу сухих субтропических (умеренно континентальный) с мягкой зимой (средняя продолжительность – один месяц) и жарким летом (около пяти месяцев)¹⁴.

Распределение ежемесячной температуры воздуха в данных городах по усредненным данным, начиная с 2008 г., показано в табл. 1.

Данные табл. 1 показывают, что требуемая минимальная температура (17 °С) в Екатеринбурге и Иркутске наблюдается с мая по август, в Краснодаре – с апреля по октябрь. Однако ни в одном городе нет постоянного температурного режима, превышающего 17 °С в течение года. Поэтому в каждом из трех случаев требуются дополнительные затраты на установку и эксплуатацию систем теплоизоляции и подогрева. В результате климатические особенности городов не являются существенными и не влияют на уровень экономической эффективности использования биогазовой установки населением.

¹⁴ Город Краснодар. Портал исполнительных органов власти Краснодарского края. URL: <https://krasnodar.ru/content/40/show/34743/>.

4.2. Динамика розничных цен и нормы потребления природного газа для населения

Фактическая динамика розничных цен на природный газ, реализуемый населению в Екатеринбурге, изучена с 2018-го по август 2021 г. (рис. 2). При этом приняты следующие допущения:

- в качестве газоснабжающей организации выбрана наиболее распространенная в городе компания АО «Екатеринбурггаз»;
- тарифы приняты без учета оснащенности помещений приборами учета расхода газа;
- направление использования газа – приготовление пищи и нагрев воды с использованием газовой плиты.

Прогнозирование розничных цен на природный газ с августа 2021 г. (рис. 2) произведено с учетом изученной динамики и базируется на условиях: цены утверждаются два раза в год с 01 января и с 01 августа; рост цен происходит, как правило, один раз за три указанных периода; средний рост цен составляет 2%.

В *Иркутске* утверждаются два типа цен на природный газ: 1) розничные цены, по которым газ реализуется

Таблица 1. Среднемесячный температурный режим по городам днем (ночью), градусов Цельсия

Table 1. Average monthly temperature in cities during the day (the night), degrees Celsius

Город	Месяц											
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Екатеринбург	-12 (-17)	-9 (-16)	-2 (-9)	+8 (0)	+18 (+6)	+22 (+11)	+24 (+13)	+22 (+11)	+14 (+6)	+6 (0)	-3 (-7)	-9 (-13)
Иркутск	-13 (-23)	-10 (-22)	-1 (-13)	+9 (-2)	+17 (+4)	+25 (+10)	+27 (+12)	+23 (+10)	+15 (+4)	+7 (-3)	-4 (-11)	-11 (-19)
Краснодар	+5 (-1)	+7 (0)	+11 (+3)	+18 (+7)	+23 (+12)	+28 (+17)	+31 (+19)	+32 (+19)	+26 (+15)	+19 (+10)	+12 (+5)	+7 (+2)

Источник: сделано по данным официального портала pogoda.mail.ru.

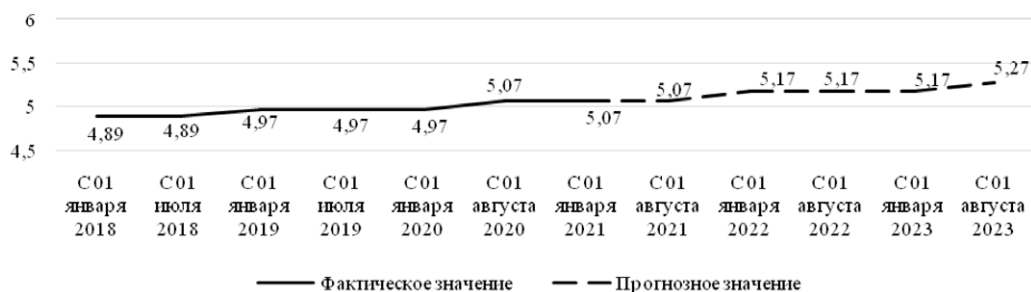


Рис. 2. Фактические и прогнозные значения розничных цен на природный газ для населения в городе Екатеринбурге, руб./м³

Fig. 2. Actual and forecast retail prices for natural gas for the population in Yekaterinburg, rub./m³

Источник: сделано на основе Постановлений РЭК Свердловской области об установлении/изменении розничных цен на природный газ для населения (№ 89-ПК от 26.06.2018 г., № 199-ПК от 05.12.2018 г., № 70-ПК от 28.06.2019 г., № 73-ПК от 29.07.2020 г.).

АО «Братскэкогаз» населению, находящиеся на уровне ниже экономически обоснованного значения; 2) экономически обоснованный уровень цен на газ. Как правило, такая цена выше розничной примерно в два раза и используется для компенсации выпадающих доходов компании от реализации газа населению за счет средств областного бюджета.

Динамика фактических и прогнозных цен на природный газ в Иркутске показана на рис. 3. Особенностью данного города является и то, что в нем

представлена только одна газоснабжающая компания, а цена утверждается на отопление с возможностью использования газа и на другие цели (кроме выработки электрической энергии).

При прогнозировании цен на газ в Иркутске приняты допущения: цены утверждаются два раза в год с 13 июня и с 01 июля; рост цен происходит, как правило, один раз за два указанных периода (розничные цены) и каждый период (экономические обоснованные цены); средний рост розничных

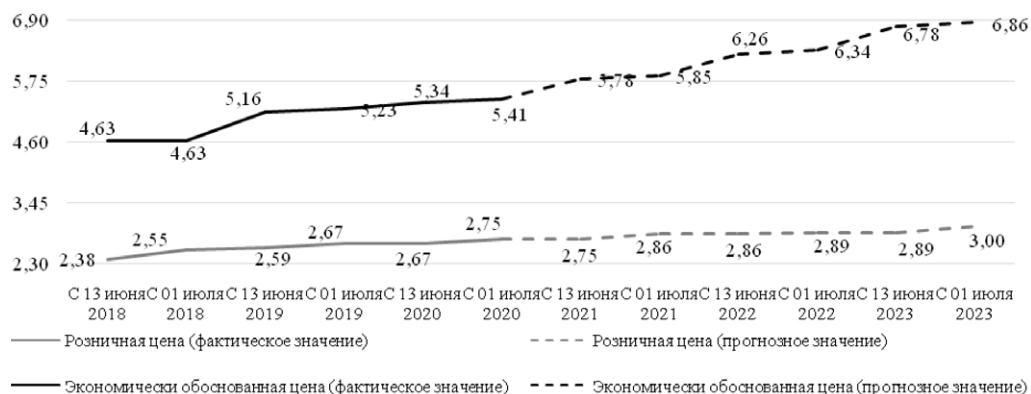


Рис. 3. Фактические и прогнозные значения розничных и экономически обоснованных цен на природный газ для населения в городе Иркутске, руб./м³

Fig. 3. Actual and forecast retail and economically reasonable prices for natural gas for the population in Irkutsk, rub./m³

Источник: сделано на основе Приказов Службы по тарифам Иркутской области об утверждении розничных цен на природный газ для населения (№ 66-спр от 07.06.2018 г., № 67-спр от 20.05.2019 г., № 47-спр от 08.05.2020 г.).

цен варьируется от 1 до 4%; средний рост экономически обоснованных цен – в пределах от 1,2 до 7%.

В Краснодаре динамика цен на природный газ изучена только с 2019 г. Это связано с тем, что с 2019 г. жителям Краснодарского края природный газ поставляется напрямую только от ООО «Газпроммежрегионгаз Краснодар» без участия посредников¹⁵. Это позволило существенно снизить цену на газ по сравнению с 2018 г. Розничные цены на природный газ в Краснодарском крае сильно варьируются по муниципальным образованиям. Динамика цен для населения Краснодара по направлению

¹⁵ С нового года без посредников. Газпром межрегионгаз Краснодар. URL: <https://мргкраснодар.рф/fizicheskim-litsam/naseleniyu/gaz-dlya-krasnodara/>.

приготовление пищи и нагрев воды с использованием газовой плиты представлена на рис. 4.

При прогнозировании розничных цен на природный газ для населения в Краснодаре приняты допущения: цены утверждаются два раза в год с 01 января и с 01 августа; рост цен происходит, как правило, один раз за два указанных периода; средний рост цен составляет 2,5%.

Тарифы на газ для городов спрогнозированы на период до конца 2030 г. с учетом десятилетнего срока службы биогазового оборудования (с января 2021-го по декабрь 2030 г.) и указанных особенностей каждого города.

Утвержденные нормы потребления природного газа на приготовление пищи с использованием газовых плит при отсутствии приборов учета по городам представлены в табл. 2.

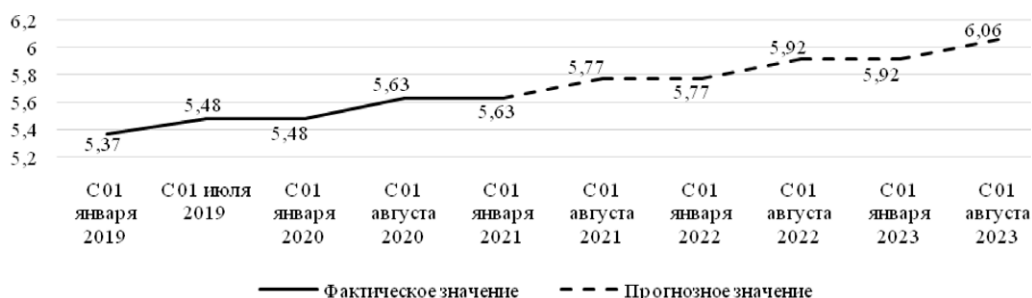


Рис. 4. Фактические и прогнозные значения розничных цен на природный газ для населения в городе Краснодаре, руб./м³

Fig. 4. Actual and forecast retail prices for natural gas for the population in Krasnodar, rub./m³

Источник: сделано на основе Приказа РЭК – Департамента цен и тарифов Краснодарского края № 19/2020-газ от 20.07.2020 г.

Таблица 2. Утвержденные нормы потребления природного газа, м³/мес./чел.

Table 2. Approved rates of natural gas consumption, m³/month/person

Показатель	Екатеринбург	Иркутск	Краснодар
Норма расхода газа	10,2	13,0	11,3

Источник: сделано на основе Постановления РЭК Свердловской области № 184-ПК от 01.12.2006 г., Приказа Министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области № 14-мпр от 08.11.2012 г., Приказа РЭК – Департамента цен и тарифов Краснодарского края № 2/2012-нп от 31.08.2012 г.

5. Результаты практических расчетов

Для оценки экономической эффективности биогазовой установки сделаны следующие допущения:

– рассмотрены три сценария потребления газа, при которых семья состоит из четырех, пяти и шести человек соответственно;

– в жилом помещении не предусмотрены приборы учета потребления газа;

– ежедневных пищевых отходов достаточно для требуемой загрузки биогазовой установки;

– период расчета платежей равен принятому десятилетнему сроку использования биогазовой установки (с января 2021 года по декабрь 2030 года).

5.1. Приведенная стоимость пользования природным газом

В соответствии с предложенными сценариями рассчитаны нормы потребления природного газа по городам в месяц (табл. 3).

Сумма приведенных платежей за пользование природным газом с учетом фактических и прогнозных цен рассчитана по городам в табл. 4. По данным Росстата, среднемесячная инфляция в 2020 г. составила 0,41 % и принята в качестве ставки дисконтирования. Расчеты для г. Иркутска проведены по утвержденным розничным ценам их экономически обоснованным значениям.

Таблица 3. Фактические нормы потребления природного газа по сценариям и городам, м³/мес.

Table 3. Actual rates of natural gas consumption by scenarios and cities, m³/month

Сценарий	Екатеринбург	Иркутск	Краснодар
Первый (семья из четырех человек)	40,8	52,0	45,2
Второй (семья из пяти человек)	51,0	65,0	56,5
Третий (семья из шести человек)	61,2	78,0	67,8

Таблица 4. Приведенная сумма платежей за природный газ (январь 2021 – декабрь 2030 гг.), руб.

Table 4. The discounted payments for natural gas (January 2021 – December 2030), rub.

Сценарий	Екатеринбург	Иркутск (розничная цена)	Иркутск (экономически обоснованная цена)	Краснодар
Первый (семья из четырех человек)	20 812,01	15 501,01	39 663,15	27 092,90
Второй (семья из пяти человек)	26 015,01	19 376,26	49 578,94	33 866,13
Третий (семья из шести человек)	31 218,01	23 251,52	59 494,73	40 639,35

5.2. Затраты на биогазовое оборудование

Все затраты на установку и обслуживание биогазового оборудования рассчитаны по трем группам:

1. Единовременные капитальные затраты.
2. Периодические эксплуатационные затраты.
3. Стоимость, полученная от утилизации биогазовой установки после окончания срока использования.

5.2.1. Капитальные затраты

Структура капитальных затрат на материалы, требуемые для установки биогазового оборудования, указана в табл. 5. Их оценка произведена по средней стоимости на рынке

по данным агрегатора¹⁶. Изменение цен на материалы и комплектующие находится в пределах от 5 до 20% и варьируется не только между рассматриваемыми городами, но и внутри самих городов (при наличии специальных акций розничных магазинов). Поэтому для трех городов условно принято равное среднее значение капитальных затрат на биогазовую установку.

Затраты на приобретение дополнительных комплектующих для нормальной работы системы при температуре ниже 17 °С являются разовыми и требуются для всех трех городов. Расходы на доставку материалов и монтаж оборудования исключены из расчета

¹⁶ ЯндексМаркет. URL: <https://market.yandex.ru>.

Таблица 5. Стоимость основных материалов и комплектующих

Table 5. The cost of materials and components

Наименование материалов	Функционал использования	Средняя цена, руб./ед. изм.	Количество, ед. изм.	Общая стоимость, руб.
<i>Основные материалы</i>				
Еврокуб для жидкостей	Сбраживание биомассы	5 500	1	5 500
Переходник на сливной кран Еврокуба	Отвод отработанной биомассы из реактора	1 200	1	1 200
Газгольдер мягкий 1,0 м ³	Накопление выделяющегося биометана	5 000	1	5 000
Переходная манжета	Введение в реактор новой биомассы	80	1	80
Обратный клапан канализационный		1 500	1	1 500
Труба канализационная, 100 мм		250	1	250
Угол канализационный, 90 гр.		110	1	110
Угол канализационный, 45 гр.		90	1	90
Заглушка канализационная		35	1	35

Окончание табл. 5

End of table 5

Наименование материалов	Функционал использования	Средняя цена, руб./ед. изм.	Количество, ед. изм.	Общая стоимость, руб.
Корпус «Гейзер» для холодной воды	Вывод биогаза из реактора и его фильтрации от посторонних примесей	765	2	1 530
Труба питьевая, ГОСТ 18599–2001		30	3	90
Отвод ПНД, 90 гр. с НР		100	1	100
Контргайка сантехническая		80	1	80
Муфта ПНД с НР		120	5	600
Кран шаровый бабочка		800	1	800
Клапан обратный предохранительный, латунь		420	1	420
Штуцер ВР, латунь		115	1	115
Рукав кислородный	Подача и отвод биометана в газгольдер	50	10	500
Кран шаровый		330	2	660
Штуцер НР латунь/никель		80	2	160
Дополнительный материалы (Силиконовый герметик, уплотнительная лента, хомуты, крепежи пр.)	Монтаж и сборка установки	1500	1	1 500
<i>Дополнительные комплектующие (для систем теплоизоляции и подогрева)</i>				
Теплоизоляционная PIR плита с двусторонней облицовкой многослойным алюминием (алюмоламинатом)	Система вспомогательного обогрева установки в холодное время года	600	4	2 400
Труба металлопластиковая АТМ		50	30	1 500
Муфта пресс переходная		250	2	500
Кран шаровый		330	2	660
Дополнительный материал (крепеж, уголки и пр.)		1 000	1	1 000

капитальных затрат. Так как это не требует специальных технических знаний и может быть осуществлено покупателем самостоятельно, без привлечения профильных служб.

В итоге величина капитальных затрат на биогазовую установку с учетом дополнительных комплектующих для трех городов составляет 26 380 руб.

5.2.2. Эксплуатационные затраты

Структура эксплуатационных затрат, их величина, а также периодичность проведения представлены в табл. 6 по данным агрегатора¹⁷. По аналогии с капитальными затратами расчет эксплуатационных расходов проведен по среднему значению и условно совпадает для трех городов.

¹⁷ ЯндексМаркет. URL: <https://market.yandex.ru>.

5.2.3. Стоимость утилизации

После окончания срока полезного использования владелец установки не несет затрат, связанных с демонтажем и утилизацией оборудования. Обратно, он может получить дополнительный доход от утилизации оставшихся компонентов и возместить часть понесенных затрат. Возможна утилизация следующих элементов установки по текущему среднерыночному уровню цен¹⁸:

- металлическая рама от Еврокуба – 500 руб.;
- полиэтиленовые детали установки – 600 руб.;
- латунные фитинги, краны, предохранители – 900 руб.

Оставшиеся части установки, которые не подлежат переработке,

¹⁸ ЯндексМаркет. URL: <https://market.yandex.ru>.

Таблица 6. Стоимость материалов для периодического обслуживания

Table 6. The cost of materials for periodic maintenance

Наименование работ	Периодичность обслуживания	Стоимость работ*, руб.	Стоимость материалов*, руб.	Дополнительные сведения
Проверка герметичности соединений с ревизией и герметизацией	Раз в год	0**	250	Приобретение силиконового герметика
Проверка герметичности газгольдера на предмет микротрещин	Раз в три года	300	–	Проверка в специализированной мастерской
Замена воды с добавлением гашеной извести в фильтр и удаление из фильтра образовавшегося карбоната кальция	Раз в месяц	0	1,6	25 г гашеной извести
Замена гидрата окиси железа	Раз в год	0	850	1 кг гидроокиси железа
Замена отработанного субстрата и использование его в качестве жидкого удобрения	По мере сбраживания субстрата	0	0	–

Примечания: *стоимость работ и/или материалов за указанный период обслуживания;

**нулевая стоимость работ предполагает их самостоятельное проведение.

утилизируются как бытовой мусор. В результате при утилизации компенсирована часть затрат в размере 2 000 руб. В процессе расчетов условно принято равное среднее значение стоимости утилизируемых материалов для трех городов.

5.3. Экономическая целесообразность биогазовой установки

При расчете полной стоимости биогазовой установки в течение десяти лет эксплуатации все расходы приводятся к единому значению с учетом официального уровня инфляции. Приведенная полная стоимость установки представлена в табл. 7.

6. Обсуждение

По итогам проведенных расчетов (табл. 7) получены следующие выводы об уровне экономической целесообразности биогазовой установки в качестве альтернативы по городам и предложенным сценариям:

1) при сохранении в г. Иркутске уровня розничных цен на природный газ ниже их экономически обоснованного значения использование биогазовых

установок не является целесообразным ни при одном из сценариев;

2) в случае перехода г. Иркутске на экономически обоснованные цены за природный газ экономический эффект от использования биогазовой установки наблюдается уже в первом сценарии и достигает максимального значения, равного 25 502,38 руб. (или 75%), в третьем сценарии;

3) в г. Екатеринбурге сумма платежей приближается к полной стоимости биогазовой установки только по условиям третьего сценария, однако положительный экономический эффект не достигается;

4) при установке биогазового оборудования в г. Краснодаре сумма платежей и стоимость установки практически сравниваются во втором сценарии, а в случае третьего сценария достигаемый положительный эффект составляет 6 647 руб. (или 19,6%).

Сравнение полученных результатов с результатами исследований других авторов является достаточно сложной задачей. На текущем этапе практически отсутствуют работы, посвященные изучению экономической целесообразности

Таблица 7. Приведенные суммы платежей и стоимость установки, руб.

Table 7. The discounted amounts of payments and the cost of facility, rub.

Показатель / сценарии		Екатеринбург	Иркутск (розничная цена)	Иркутск (экономически обоснованная цена)	Краснодар
Сумма дисконтных платежей за пользование природным газом (централизованное газоснабжение)	Первый сценарий	20 812,01	15 501,01	39 663,15	27 092,90
	Второй сценарий	26 015,01	19 376,26	49 578,94	33 866,13
	Третий сценарий	31 218,01	23 251,52	59 494,73	40 639,35
Полная приведенная стоимость биогазовой установки		33 992,35			

использования биогазовых технологий именно среди населения. В российской практике применение биогазовых технологий широко распространено на предприятиях агропромышленного комплекса и также при определенных условиях достигает положительного экономического эффекта [62–64]. Однако подобная выгода обусловлена особенностями данного сектора и более высокой мощностью используемой установки: утилизация значительного объема отходов собственного производства в биогазовой установке для получения энергии, что снижает расходы компаний на обслуживание ТКО; использование производимого биометана для выработки электроэнергии, отопления помещений, а также заправки машинного парка. Аналогичные зарубежные работы [23, 48, 65–67] также связаны с оценкой эффективности биогазовых технологий на промышленном уровне и подтверждают возможность получения положительного экономического эффекта.

В результате выдвинутая гипотеза о том, что экономическая эффективность применения биогазовых технологий напрямую зависит от климатических особенностей городов и специфики государственного регулирования цен и норм потребления газа подтверждена частично. Так, хотя среднемесячные температурные режимы существенно различаются в рассмотренных городах, однако ни в одном из них нет постоянной температуры, превышающей требуемое нормативное значение в 17 °С. В каждом случае первоначальные капитальные вложения увеличиваются на стоимость установки дополнительных систем теплоизоляции и подогрева. Это уравнивает расходы более теплых и более холодных территорий. Поэтому климатические особенности городов не являются

существенными и не оказывают влияние на экономическую эффективность использования биогазовой установки.

В свою очередь, государственное регулирование цен и норм потребления газа населением имеет решающее значение. Так, текущий уровень регулируемых розничных цен на природный газ в г. Иркутске существенно ниже экономически обоснованного значения. В результате на данной территории даже с учетом высоких норм потребления газа в ближайшие несколько лет развитие биогазового рынка среди населения затруднено. Хотя реальная, не субсидируемая областным бюджетом стоимость природного газа делает биогазовую установку эффективной уже в первом сценарии. Для г. Екатеринбурга относительно низкие установленные нормы потребления и не самая высокая цена на газ способствуют тому, что приведенные величина платежей за газ и стоимость установки начинают выравниваться только в третьем сценарии. Положительный эффект от использования биогазовой установки показан только в г. Краснодаре, в котором розничная цена газа является самой высокой среди трех городов. В результате приведенные стоимости практически сравниваются уже во втором сценарии, а в третьем — достигается положительный эффект.

7. Заключение

Проведенная сравнительная оценка экономической целесообразности использования биогазовых установок в качестве альтернативы централизованному газоснабжению подтвердила, что на современном этапе повсеместному распространению биогазовых технологий среди населения препятствует в первую очередь фактор стоимости газа. Он обусловлен разными подходами государства к установлению розничных цен и норм потребления газа

по территориям. Однако опровергнуто, что климатические особенности городов оказывают влияние на уровень экономической эффективности применения биогазовых установок. Ни в одном из городов не наблюдается постоянного температурного режима, превышающего требуемое нормативное значение. Поэтому в каждом случае первоначальная цена установки возрастает на стоимость дополнительных комплектующих для теплоизоляции и подогрева.

Выдвинутая гипотеза о том, что экономическая эффективность применения биогазовых технологий напрямую зависит от климатических особенностей городов и специфики государственного регулирования цен и норм потребления газа, подтверждена частично.

Полученные результаты позволяют использовать их при оценке

эффективности автономных биогазовых установок в качестве альтернативы централизованному газоснабжению удаленных территорий России с учетом многокомпонентности и высокой капиталоемкости традиционных проектов. Также предлагаемая методология может стать основой в процессе изучения целесообразности применения биогазовых технологий уже на уровне промышленных предприятий.

Важным направлением будущих исследований остается разработка условий повышения экономической эффективности биогазовых технологий для населения. Они могут быть связаны с государственной поддержкой сектора, продлением сроков эксплуатации оборудования, удешевлением стоимости установок, а также использованием побочных продуктов производства и т. д.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Landi D., Castorani V., Germani M. Interactive energetic, environmental and economic analysis of renewable hybrid energy system // *International Journal on Interactive Design and Manufacturing*. 2019. Vol. 13, Issue 3. Pp. 885–899. DOI: 10.1007/s12008–019–00554-x.
2. Mehrpooya M., Mohammadi M., Ahmadi E. Techno-economic-environmental study of hybrid power supply system: A case study in Iran // *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 2018. Vol. 25. Pp. 1–10. DOI: 10.1016/j.seta.2017.10.007.
3. Karmaker A. K., Ahmed M. R., Hossain M. A., Sikder M. M. Feasibility Assessment and Design of Hybrid Renewable Energy Based Electric Vehicle Charging Station in Bangladesh // *Sustainable Cities and Society*. 2018. Vol. 39. Pp. 189–202. DOI: 10.1016/j.scs.2018.02.035.
4. Yazdi M., Nedjati A., Zarei E., Abbassi R. A reliable risk analysis approach using an extension of best-worst method based on democratic-autocratic decision-making style // *Journal of Cleaner Production*. 2020. Vol. 256. P. 120418. DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.120418.
5. Wibowo S., Grandhi S. Performance Evaluation of Recoverable End-of-life Products in the Reverse Supply Chain // *Proceedings 16th IEEE/ACIS International Conference on Computer and Information Science*. IEEE, 2017. Pp. 215–220. DOI: 10.1109/ICIS.2017.7959996.
6. Gigli S., Landi D., Germani M. Cost-benefit analysis of a circular economy project: A study on a recycling system for end-of-life tyres // *Journal of Cleaner Production*. 2019. Vol. 229. Pp. 680–694 DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.03.223.
7. Kamali M., Hewage K., Milani A. S. Life cycle sustainability performance assessment framework for residential modular buildings: Aggregated sustainability indices // *Building and Environment*. 2018. Vol. 138. Pp. 21–41. DOI: 10.1016/j.buildenv.2018.04.019.
8. Angelis-Dimakis A., Alexandratou A., Balzarini A. Value chain upgrading in a textile dyeing industry // *Journal of Cleaner Production*. 2016. Vol. 138. Pp. 237–247. DOI: 10.1016/j.jclepro.2016.02.137.

9. Wadi B., Golmakani A., Manovic V., Nabavi S. A. Effect of combined primary and secondary amine loadings on the adsorption mechanism of CO₂ and CH₄ in biogas // *Chemical Engineering Journal*. 2021. Vol. 420, Part 3. P. 130294. DOI: 10.1016/j.cej.2021.130294.
10. Duman A. C., Guler O. Techno-Economic Analysis of Off-Grid PV/Wind/Fuel Cell Hybrid System Combinations with a Comparison of Regularly and Seasonally Occupied Households // *Sustainable Cities and Society*. 2018. Vol. 42. Pp. 107–126. DOI: 10.1016/j.scs.2018.06.029.
11. Deane J. P., Ó Gallachóir B. P., McKeogh E. J. Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2010. Vol. 14, Issue 4. Pp. 1293–1302. DOI: 10.1016/j.rser.2009.11.015.
12. Barrios J. A., Cano A., Rivera F. F., Cisneros M. E., Durán U. Efficiency of integrated electrooxidation and anaerobic digestion of waste activated sludge // *Biotechnology for Biofuels*. 2021. Vol. 14, Issue 1. Article number: 81. DOI: 10.1186/s13068-021-01929-7.
13. Mazlan M., Najafi G., Hoseini S. S., Mamat R., Alenzi R. A., Mofijur M., Yusaf T. Thermal efficiency analysis of a nanofluid-based micro combined heat and power system using CNG and biogas // *Energy*. 2021. Vol. 231. P. 120870. DOI: 10.1016/j.energy.2021.120870.
14. Dabiri S., Kumar P., Ebner C., Rauch W. On the effect of biogas bubbles in anaerobic digester mixing // *Biochemical Engineering Journal*. 2021. Vol. 173. P. 108088. DOI: 10.1016/j.bej.2021.108088.
15. Karhinen S., Huuki H. Private and social benefits of a pumped hydro energy storage with increasing amount of wind power // *Energy Economics*. 2019. Vol. 81, Issue C. Pp. 942–959. DOI: 10.1016/j.eneco.2019.05.024.
16. Choe U., Mustafa A. M., Zhang X., Sheng K., Zhou X., Wang K. Effects of hydrothermal pretreatment and bamboo hydrochar addition on anaerobic digestion of tofu residue for biogas production // *Bioresource Technology*. 2021. Vol. 336. P. 125279. DOI: 10.1016/j.biortech.2021.125279.
17. Allouhi A. Energetic, exergetic, economic and environmental (4 E) assessment process of wind power generation // *Journal of Cleaner Production*. 2019. Vol. 235. Pp. 123–137. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.06.299.
18. Sorman A. H., García-Muros X., Pizarro-Irizar C., González-Eguino M. Lost (and found) in Transition: Expert stakeholder insights on low-carbon energy transitions in Spain // *Energy Research & Social Science*. 2020. Vol. 64. P. 101414. DOI: 10.1016/j.erss.2019.101414.
19. Omrani H., Alizadeh A., Emrouznejad A. Finding the optimal combination of power plants alternatives: a multi response Taguchi-neural network using TOPSIS and fuzzy best-worst method // *Journal of Cleaner Production*. 2018. Vol. 203. Pp. 210–223. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.08.238.
20. Rani P., Mishra A. R., Mardani A., Cavallaro F., Alrasheedi M., Alrashidi A. A novel approach to extended fuzzy TOPSIS based on new divergence measures for renewable energy sources selection // *Journal of Cleaner Production*. 2020. Vol. 257. P. 120352. DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.120352.
21. Ghiasi M., Esmaeilnamazi S., Ghiasi R., Fathi M. Role of Renewable Energy Sources in Evaluating Technical and Economic Efficiency of Power Quality // *Technology and Economics of Smart Grids and Sustainable Energy*. 2020. Vol. 5, Issue 1. Article number: 1. DOI: 10.1007/s40866-019-0073-1.
22. Diemuodeke E. O., Addo A., Oko C. O.C., Mulugetta Y., Ojapah M. M. Optimal Mapping of Hybrid Renewable Energy Systems for Locations Using Multi-Criteria Decision-Making Algorithm // *Renewable Energy*. 2019. Vol. 134. Pp. 461–477. DOI: 10.1016/j.renene.2018.11.055.
23. Herbes C., Roth U., Wulf S., Dahlin J. Economic assessment of different biogas digestate processing technologies: A scenario-based analysis // *Journal of Cleaner Production*. 2020. Vol. 255. P. 120282. DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.120282.

24. *Campello L. D., Barros R. M., Tiago Filho G. L., dos Santos I. F. S.* Analysis of the economic viability of the use of biogas produced in wastewater treatment plants to generate electrical energy // *Environment, Development and Sustainability*. 2021. Vol. 23, Issue 2. Pp. 2614–2629. DOI: 10.1007/s10668–020–00689-y.
25. *Raucci D., Agostinone S., Carnevale M.* Technical and economic evaluation of renewable energy production in the Italian agricultural firm: Financing a biogas plant investment // *World Review of Entrepreneurship, Management and Sustainable Development*. 2019. Vol. 15, Issue 4. Pp. 513–538. DOI: 10.1504/WREMSD.2019.102344.
26. *Trovato V., Kantharaj B.* Energy storage behind-the-meter with renewable generators: Techno-economic value of optimal imbalance management // *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. 2020. Vol. 118. P. 105813. DOI: 10.1016/j.ijepes.2019.105813.
27. *Zhang Y., Yuan J., Zhao C., Lyu L.* Can dispersed wind power take off in China: A technical & institutional economics analysis // *Journal of Cleaner Production*. 2020. Vol. 256. P. 120475. DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.120475.
28. *Kim M.-H., Kim D., Heo J., Lee D.-W.* Techno-economic analysis of hybrid renewable energy system with solar district heating for net zero energy community // *Energy*. 2019. Vol. 187. P. 115916. DOI: 10.1016/j.energy.2019.115916.
29. *Li H., Mahmud M. A., Arzaghi E., Abbassi R., Chen D., Xu B.* Assessments of economic benefits for hydro-wind power systems: Development of advanced model and quantitative method for reducing the power wastage // *Journal of Cleaner Production*. 2020. Vol. 277. P. 123823. DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.123823.
30. *Zhang C., Yang J.* Economic benefits assessments of «coal-to-electricity» project in rural residents heating based on life cycle cost // *Journal of Cleaner Production*. 2019. Vol. 213. Pp. 217–224. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.12.077.
31. *Wang J., Chai Y., Shao Y., Qian X.* Techno-economic Assessment of Biogas Project: a Longitudinal Case Study from Japan // *Resources, Conservation and Recycling*. 2021. Vol. 164. P. 105174. DOI: 10.1016/j.resconrec.2020.
32. *Kezembayeva G. B.* Development of methods for calculating the environmental and economic efficiency of waste treatment technologies // *Journal of Environmental Management and Tourism*. 2018. Vol. 9, Issue 7. Pp. 1624–1630. DOI: 10.14505/jemt.v9.7(31).25.
33. *Savic N., Katic V., Dumnic B., Milicevic D., Corba Z., Katic N.* The Investment Justification Estimate and Techno-economic and Ecological Aspects Analysis of the University Campus Microgrid // *Electronics*. 2019. Vol. 23, Issue 1. Pp. 26–38. DOI: 10.7251/ELS1923026S.
34. *Bezmalinovic D., Barbir F., Tolj I.* Techno-economic analysis of PEM fuel cells role in photovoltaic-based systems for the remote base stations // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2013. Vol. 38, Issue 1. Pp. 417–425. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2012.09.123.
35. *Rad M. A. V., Ghasempour R., Rahdan P., Mousavi S., Arastounia M.* Techno-economic analysis of a hybrid system based on the cost-effective hydrogen production method for rural electrification, A case study in Iran // *Energy*. 2020. Vol. 190. P. 116421. DOI: 10.1016/j.energy.2019.116421.
36. *Gebrehiwot K., Mondal M. A. H., Ringler C., Gebremeskel A. G.* Optimization and cost-benefit assessment of hybrid power systems for off-grid rural electrification in Ethiopia // *Energy*. 2019. Vol. 177. Pp. 234–246. DOI: 10.1016/j.energy.2019.04.095.
37. *Aghahosseini A., Bogdanov D., Barbosa L. S. N. S., Breyer C.* Analysing the feasibility of powering the Americas with renewable energy and inter-regional grid interconnections by 2030 // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019. Vol. 105. Pp. 187–205. DOI: 10.1016/j.rser.2019.01.046.
38. *Baldinelli A., Barelli L., Bidini G., Discepoli G.* Economics of innovative high capacity-to-power energy storage technologies pointing at 100% renewable micro-grids // *Journal of Energy Storage*. 2020. Vol. 28. P. 101198. DOI: 10.1016/j.est.2020.101198.

39. Zhu K., Victoria M., Andresen G. B., Greiner M. Impact of climatic, technical and economic uncertainties on the optimal design of a coupled fossil-free electricity, heating and cooling system in Europe // *Applied Energy*. 2020. Vol. 262. P. 114500. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.114500.
40. Adefarati T., Obikoya G. D. Assessment of Renewable Energy Technologies in a Standalone Microgrid System // *International Journal of Engineering Research in Africa*. 2020. Vol. 46. Pp. 146–167. DOI: 10.4028/www.scientific.net/JERA.46.146.
41. Schlachtberger D. P., Brown T., Schäfer M., Schramm S., Greiner M. Cost optimal scenarios of a future highly renewable European electricity system: Exploring the influence of weather data, cost parameters and policy constraints // *Energy*. 2018. Vol. 163. Pp. 100–114. DOI: 10.1016/j.energy.2018.08.070.
42. Daraei M., Avelin A., Thorin E. Optimization of a regional energy system including CHP plants and local PV system and hydropower: Scenarios for the County of Västmanland in Sweden // *Journal of Cleaner Production*. 2019. Vol. 230. Pp. 1111–1127. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.05.086.
43. Kengam S., Sreejith S. An Efficient Energy Management System for Hybrid Renewable Energy Sources // *2019 Innovations in Power and Advanced Computing Technologies*. 8960201. IEEE, 2019. DOI: 10.1109/i-PACT44901.2019.8960201.
44. Kobayashi D., Ohtake H., Takemoto K., Hoang V. N., Masuta T. Reliability and Economic Efficiency in Power System with PV Considering Import Fuel Price Transition // *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia*. 8715868. IEEE, 2019. Pp. 752–756. DOI: 10.1109/GTDAAsia.2019.8715868.
45. Caglayan D. G., Ryberg D. S., Heinrichs H., Linszen J., Stolten D., Robinius M. The techno-economic potential of offshore wind energy with optimized future turbine designs in Europe // *Applied Energy*. 2019. Vol. 255. P. 113794. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113794.
46. Collins S., Deane P., Ó Gallachóir B., Pfenninger S., Staffell I. Impacts of Inter-Annual Wind and Solar Variations on the European Power System // *Joule*. 2018. Vol. 2, Issue 10. Pp. 2076–2090. DOI: 10.1016/j.joule.2018.06.020.
47. Anwar Y. A., Shafei M. A. R., Ibrahim D. K. An Economic Analysis of Rooftop Solar Power Plant and Energy Auditing for Commercial Building in Egypt // *2017 Saudi Arabia Smart Grid Conference*. 17753631. IEEE, 2018. Pp. 1–6. DOI: 10.1109/SASG.2017.8356490.
48. Rentizelas A., Melo I. C., Alves Junior P. N., Campoli J. S., Aparecida do Nascimento Rebelatto D. Multi-criteria efficiency assessment of international biomass supply chain pathways using Data Envelopment Analysis // *Journal of Cleaner Production*. 2019. Vol. 237. P. 117690. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.117690.
49. Briones-Hidrovo A., Uche J., Martínez-Gracia A. Estimating the hidden ecological costs of hydropower through an ecosystem services balance: A case study from Ecuador // *Journal of Cleaner Production*. 2019. Vol. 233. Pp. 33–42. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.06.068.
50. Liang C., Xin S., Dongsheng W., Xiuying Y., Guodong J. The ecological benefit–loss evaluation in a riverine wetland for hydropower projects – A case study of Xiaolangdi reservoir in the Yellow River, China // *Ecological Engineering*. 2016. Vol. 96. Pp. 34–44. DOI: 10.1016/j.ecoleng.2015.12.037.
51. Li X. J., Zhang J., Xu L. Y. An evaluation of ecological losses from hydropower development in Tibet // *Ecological Engineering*. 2015. Vol. 76. Pp. 178–185. DOI: 10.1016/j.ecoleng.2014.03.034.
52. Nieves J. A., Aristizabal A. J., Dynner I., Baez O., Ospina D. H. Energy demand and greenhouse gas emissions analysis in Colombia: A LEAP model application // *Energy*. 2019. Vol. 169. Pp. 380–397. DOI: 10.1016/j.energy.2018.12.051.
53. Camiato F. D. C., Mariano E. B., Santana N. B., Yamashita B. D., Rebelatto D. A. D. N. Renewable and Sustainable Energy Efficiency: An Analysis of Latin American Countries //

Environmental Progress & Sustainable Energy. 2018. Vol. 37, Issue 6. Pp. 2116–2123. DOI: 10.1002/ep.12877.

54. Brozyna J., Mentel G., Ivanová E., Sorokin G. Classification of Renewable Sources of Electricity in the Context of Sustainable Development of the New EU Member States // *Energies*. 2019. Vol. 12. P. 2271. DOI: 10.3390/en12122271.

55. Ho H.-X. T. Forecasting of CO₂ Emissions, Renewable Energy Consumption and Economic Growth in Vietnam Using Grey Models // *Proceedings 2018 4th International Conference on Green Technology and Sustainable Development*. 8595679. IEEE, 2018. Pp. 452–455. DOI: 10.1109/GTSD.2018.8595679.

56. Kozarcanin S., Liu H., Andresen G. B. 21st Century Climate Change Impacts on Key Properties of a Large-Scale Renewable-Based Electricity System // *Joule*. 2019. Vol. 3, Issue 4. Pp. 992–1005. DOI: 10.1016/j.joule.2019.02.001.

57. Ayodele T. R., Ogunjuyigbe A. S. O., Alao M. A. Economic and environmental assessment of electricity generation using biogas from organic fraction of municipal solid waste for the city of Ibadan, Nigeria // *Journal of Cleaner Production*. 2018. Vol. 203. Pp. 718–735. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.08.282.

58. Fei F., Wen Z., Huang S., De Clercq D. Mechanical biological treatment of municipal solid waste: Energy efficiency, environmental impact and economic feasibility analysis // *Journal of Cleaner Production*. 2018. Vol. 178. Pp. 731–739. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.01.060.

59. Sassanelli C., Rosa P., Rocca R., Terzi S. Circular economy performance assessment methods: A systematic literature review // *Journal of Cleaner Production*. 2019. Vol. 229. Pp. 440–453. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.05.019.

60. Park Y. S., Egilmez G., Kucukvar M. Energy and end-point impact assessment of agricultural and food production in the United States: A supply chain-linked Ecologically-based Life Cycle Assessment // *Ecological Indicators*. 2016. Vol. 62. Pp. 117–137. DOI: 10.1016/j.ecolind.2015.11.045.

61. Wang X., Chen Y., Sui P., Gao W., Qin F., Wu X., Xiong J. Efficiency and sustainability analysis of biogas and electricity production from a large-scale biogas project in China: An emergy evaluation based on LCA // *Journal of Cleaner Production*. 2014. Vol. 65. Pp. 234–245. DOI: 10.1016/j.jclepro.2013.09.001.

62. Ганиева И. А., Масленникова С. М., Курбанова М. Г., Гаазе З. В. Теоретико-методологические аспекты технико-экономической оценки производства биогаза из отходов сельского хозяйства // *Аграрный вестник Урала*. 2013. № 8 (114). С. 52–54. Режим доступа: <http://avu.usaca.ru/ru/issues/54/articles/917>.

63. Марков В. А., Девянин С. Н., Шимченко С. П. Использование биогаза для получения электроэнергии в агропромышленных комплексах // *Транспорт на альтернативном топливе*. 2013. № 6 (36). С. 45–50. Режим доступа: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_21007524_13084084.pdf.

64. Кошелев В. М., Нургалиев Т. И. Экономические аспекты внедрения технологии производства биогаза в сельскохозяйственной организации // *Вестник ФГОУ ВПО «Московский государственный агроинженерный университет имени В. П. Горячкина» (с 2020 года – Агроинженерия)*. 2015. № 6 (70). С. 50–55. Режим доступа: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_25112291_48052194.pdf.

65. Meyer E. L., Overen O. K., Obileke K., Botha J. J., Anderson J. J., Koatla T. A. B., Thubela T., Khamkham T. I., Ngqeleni V. D. Financial and economic feasibility of bio-digesters for rural residential demand-side management and sustainable development // *Energy Reports*. 2021. Vol. 7. Pp. 1728–1741. DOI: 10.1016/j.egyr.2021.03.013.

66. Yin Y., Chen S., Li X., Jiang B., Zhao J. R., Nong G. Comparative analysis of different CHP systems using biogas for the cassava starch plants // *Energy*. 2021. Vol. 232. P. 121028. DOI: 10.1016/j.energy.2021.121028.

67. Zhou H., Yang Q., Gul E., Shi M., Li J., Yang M., Yang H., Chen B., Zhao H., Yan Y., Erdogan G., Bartocci P., Fantozzi F. Decarbonizing university campuses through the production of biogas from food waste: An LCA analysis // *Renewable Energy*. 2021. Vol. 176. Pp. 565–578. DOI: 10.1016/j.renene.2021.05.007.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Чеботарева Галина Сергеевна

Кандидат экономических наук, доцент, старший научный сотрудник кафедры систем управления энергетикой и промышленными предприятиями Школы экономики и менеджмента Уральского федерального университета имени первого Президента России Б. Н. Ельцина, г. Екатеринбург, Россия (620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19); ORCID 0000-0001-7496-4927; e-mail: galina_ch90@mail.ru.

Двинянинов Артем Андреевич

Преподаватель кафедры систем управления энергетикой и промышленными предприятиями Школы экономики и менеджмента Уральского федерального университета имени первого Президента России Б. Н. Ельцина, г. Екатеринбург, Россия (620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19); ORCID 0000-0002-9852-1861; e-mail: dvinayninov@mail.ru.

БЛАГОДАРНОСТИ

Исследования проведены при поддержке Гранта Президента Российской Федерации (МК-4549.2021.2).

ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ


Чеботарева Г. С., Двинянинов А. А. Экономическая альтернатива замены централизованного газоснабжения автономными биогазовыми установками в городах России // *Journal of Applied Economic Research*. 2021. Т. 20, № 3. С. 582–612. DOI: 10.15826/vestnik.2021.20.3.023.

ИНФОРМАЦИЯ О СТАТЬЕ

Дата поступления 28 июня 2021 г.; дата поступления после рецензирования 30 июля 2021 г.; дата принятия к печати 12 августа 2021 г.

An Economic Alternative to Replacing Centralized Gas Supply with Autonomous Biogas Facilities in Russian Cities

G. S. Chebotareva  , A. A. Dvinayninov 

Ural Federal University
named after the First President of Russia B. N. Yeltsin,
Ekaterinburg, Russia
 galina_ch90@mail.ru

Abstract. The main trend in energy development is to increase energy efficiency by reducing the use of limited natural resources, the spread of renewable energy, and reducing the negative impact on the environment. An effective response to these challenges is the use of biogas plants that produce clean energy and solve the environmental problems of waste disposal and recycling. The purpose of the article is to assess the economic efficiency of replacing district gas supply with autonomous biogas plants in public utilities. A hypothesis has been put forward that the feasibility of using such technologies depends on climatic features and the specific provisions of state regulation of prices and gas consumption rates. A cost approach was applied that assesses the overall structure of equipment costs, as well as a comparative assessment method according to the principle «with / without a biogas plant», and a scenario analysis, the criterion of which is the size of the family owning the plant. An auxiliary method for forecasting retail and economically justified prices for natural gas for the population was used. The object of calculations is the «HomeBiogas» installation intended for home use. Three Russian cities were chosen as territorial subjects: Yekaterinburg, Irkutsk and Krasnodar. The cities which differ significantly in their natural characteristics and approaches to the formation of retail gas prices. It has been proved that although the average monthly temperatures differ significantly in the cities considered, none of them has a constant temperature exceeding the required standard value of 17 °C. In each case, the initial capital investment is driven up by the cost of installing additional insulation and heating systems. This equalizes the costs of warmer and colder areas. Therefore, the climatic features of cities are not significant and do not affect the economic efficiency of using a biogas plant. In turn, state regulation of prices and norms of gas consumption by the population is of decisive importance. The findings are of theoretical and practical importance. The methodology can be applied to assess the efficiency of using biogas plants in industry and gasification projects in the remote areas of Russia.

Key words: biogas; biogas facility; centralized gas supply; feasibility; economic effect; natural features; gas price; cost-based approach; comparative assessment; cities; Russia.

JEL O22, Q35, Q42

References

1. Landi, D., Castorani, V., Germani, M. (2019). Interactive energetic, environmental and economic analysis of renewable hybrid energy system. *International Journal on Interactive Design and Manufacturing*, Vol. 13, Issue 3, 885–899. DOI: 10.1007/s12008–019–00554-x.
2. Mehrpooya, M., Mohammadi, M., Ahmadi, E. (2018). Techno-economic-environmental study of hybrid power supply system: A case study in Iran. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Vol. 25, 1–10. DOI: 10.1016/j.seta.2017.10.007.
3. Karmaker, A. K., Ahmed, M. R., Hossain, M. A., Sikder, M. M. (2018). Feasibility Assessment and Design of Hybrid Renewable Energy Based Electric Vehicle Charging Station in Bangladesh. *Sustainable Cities and Society*, Vol. 39, 189–202. DOI: 10.1016/j.scs.2018.02.035.

4. Yazdi, M., Nedjati, A., Zarei, E., Abbassi, R. (2020). A reliable risk analysis approach using an extension of best-worst method based on democratic-autocratic decision-making style. *Journal of Cleaner Production*, Vol. 256, 120418. DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.120418.
5. Wibowo, S., Grandhi, S. (2017). Performance Evaluation of Recoverable End-of-life Products in the Reverse Supply Chain. *Proceedings 16th IEEE/ACIS International Conference on Computer and Information Science*. IEEE, 215–220. DOI: 10.1109/ICIS.2017.7959996.
6. Gigli, S., Landi, D., Germani, M. (2019). Cost-benefit analysis of a circular economy project: A study on a recycling system for end-of-life tyres. *Journal of Cleaner Production*, Vol. 229, 680–694. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.03.223.
7. Kamali, M., Hewage, K., Milani, A.S. (2018). Life cycle sustainability performance assessment framework for residential modular buildings: Aggregated sustainability indices. *Building and Environment*, Vol. 138, 21–41. DOI: 10.1016/j.buildenv.2018.04.019.
8. Angelis-Dimakis, A., Alexandratou, A., Balzarini, A. (2016). Value chain upgrading in a textile dyeing industry. *Journal of Cleaner Production*, Vol. 138, 237–247. DOI: 10.1016/j.jclepro.2016.02.137.
9. Wadi, B., Golmakani, A., Manovic, V., Nabavi, S.A. (2021). Effect of combined primary and secondary amine loadings on the adsorption mechanism of CO₂ and CH₄ in biogas. *Chemical Engineering Journal*, Vol. 420, Part 3, 130294. DOI: 10.1016/j.cej.2021.130294.
10. Duman, A. C., Guler, O. (2018). Techno-Economic Analysis of Off-Grid PV/Wind/Fuel Cell Hybrid System Combinations with a Comparison of Regularly and Seasonally Occupied Households. *Sustainable Cities and Society*, Vol. 42, 107–126. DOI: 10.1016/j.scs.2018.06.029.
11. Deane, J.P., Ó Gallachóir, B. P., McKeogh, E. J. (2010). Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 14, Issue 4, 1293–1302. DOI: 10.1016/j.rser.2009.11.015.
12. Barrios, J. A., Cano, A., Rivera, F. F., Cisneros, M. E., Durán, U. (2021). Efficiency of integrated electrooxidation and anaerobic digestion of waste activated sludge. *Biotechnology for Biofuels*, Vol. 14, Issue 1, 81. DOI: 10.1186/s13068-021-01929-7.
13. Mazlan, M., Najafi, G., Hoseini, S.S., Mamat, R., Alenzi, R. A., Mofijur, M., Yusaf, T. (2021). Thermal efficiency analysis of a nanofluid-based micro combined heat and power system using CNG and biogas. *Energy*, Vol. 231, 120870. DOI: 10.1016/j.energy.2021.120870.
14. Dabiri, S., Kumar, P., Ebner, C., Rauch, W. (2021). On the effect of biogas bubbles in anaerobic digester mixing. *Biochemical Engineering Journal*, Vol. 173, 108088. DOI: 10.1016/j.bej.2021.108088.
15. Karhinen, S., Huuki, H. (2019). Private and social benefits of a pumped hydro energy storage with increasing amount of wind power. *Energy Economics*, Vol. 81, Issue C, 942–959. DOI: 10.1016/j.eneco.2019.05.024.
16. Choe, U., Mustafa, A.M., Zhang, X., Sheng, K., Zhou, X., Wang, K. (2021). Effects of hydrothermal pretreatment and bamboo hydrochar addition on anaerobic digestion of tofu residue for biogas production. *Bioresource Technology*, Vol. 336, 125279. DOI: 10.1016/j.biortech.2021.125279.
17. Allouhi, A. (2019). Energetic, exergetic, economic and environmental (4 E) assessment process of wind power generation. *Journal of Cleaner Production*, Vol. 235, 123–137. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.06.299.
18. Sorman, A.H., García-Muros, X., Pizarro-Irizar, C., González-Eguino, M. (2020). Lost (and found) in Transition: Expert stakeholder insights on low-carbon energy transitions in Spain. *Energy Research & Social Science*, Vol. 64, 101414. DOI: 10.1016/j.erss.2019.101414.
19. Omrani, H., Alizadeh, A., Emrouznejad, A. (2018). Finding the optimal combination of power plants alternatives: a multi response Taguchi-neural network using TOPSIS and fuzzy best-worst method. *Journal of Cleaner Production*, Vol. 203, 210–223. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.08.238.

20. Rani, P., Mishra, A.R., Mardani, A., Cavallaro, F., Alrasheedi, M., Alrashidi, A. (2020). A novel approach to extended fuzzy TOPSIS based on new divergence measures for renewable energy sources selection. *Journal of Cleaner Production*, Vol. 257, 120352. DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.120352.
21. Ghiasi, M., Esmailnamazi, S., Ghiasi, R., Fathi, M. (2020). Role of Renewable Energy Sources in Evaluating Technical and Economic Efficiency of Power Quality. *Technology and Economics of Smart Grids and Sustainable Energy*, Vol. 5, Issue 1, 1. DOI: 10.1007/s40866-019-0073-1.
22. Diemuodeke, E. O., Addo, A., Oko, C. O. C., Mulugetta, Y., Ojapah, M. M. (2019). Optimal Mapping of Hybrid Renewable Energy Systems for Locations Using Multi-Criteria Decision-Making Algorithm. *Renewable Energy*, Vol. 134, 461–477. DOI: 10.1016/j.renene.2018.11.055.
23. Herbes, C., Roth, U., Wulf, S., Dahlin, J. (2020). Economic assessment of different biogas digestate processing technologies: A scenario-based analysis. *Journal of Cleaner Production*, Vol. 255, 120282. DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.120282.
24. Campello, L. D., Barros, R. M., Tiago Filho, G. L., dos Santos, I. F. S. (2021). Analysis of the economic viability of the use of biogas produced in wastewater treatment plants to generate electrical energy. *Environment, Development and Sustainability*, Vol. 23, Issue 2, 2614–2629. DOI: 10.1007/s10668-020-00689-y.
25. Raucci, D., Agostinone, S., Carnevale, M. (2019). Technical and economic evaluation of renewable energy production in the Italian agricultural firm: Financing a biogas plant investment. *World Review of Entrepreneurship, Management and Sustainable Development*, Vol. 15, Issue 4, 513–538. DOI: 10.1504/WREMSD.2019.102344.
26. Trovato, V., Kantharaj, B. (2020). Energy storage behind-the-meter with renewable generators: Techno-economic value of optimal imbalance management. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 118, 105813. DOI: 10.1016/j.ijepes.2019.105813.
27. Zhang, Y., Yuan, J., Zhao, C., Lyu, L. (2020). Can dispersed wind power take off in China: A technical & institutional economics analysis. *Journal of Cleaner Production*, Vol. 256, 120475. DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.120475.
28. Kim, M.-H., Kim, D., Heo, J., Lee, D.-W. (2019). Techno-economic analysis of hybrid renewable energy system with solar district heating for net zero energy community. *Energy*, Vol. 187, 115916. DOI: 10.1016/j.energy.2019.115916.
29. Li, H., Mahmud, M. A., Arzaghi, E., Abbassi, R., Chen, D., Xu, B. (2020). Assessments of economic benefits for hydro-wind power systems: Development of advanced model and quantitative method for reducing the power wastage. *Journal of Cleaner Production*, Vol. 277, 123823. DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.123823.
30. Zhang, C., Yang, J. (2019). Economic benefits assessments of «coal-to-electricity» project in rural residents heating based on life cycle cost. *Journal of Cleaner Production*, Vol. 213, 217–224. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.12.077.
31. Wang, J., Chai, Y., Shao, Y., Qian, X. (2021). Techno-economic Assessment of Biogas Project: a Longitudinal Case Study from Japan. *Resources, Conservation and Recycling*, Vol. 164, 105174. DOI: 10.1016/j.resconrec.2020.
32. Kezembayeva, G. B. (2018). Development of methods for calculating the environmental and economic efficiency of waste treatment technologies. *Journal of Environmental Management and Tourism*, Vol. 9, Issue 7, 1624–1630. DOI: 10.14505/jemt.v9.7(31).25.
33. Savic, N., Katic, V., Dumnicevic, B., Milicevic, D., Corba, Z., Katic, N. (2019). The Investment Justification Estimate and Techno-economic and Ecological Aspects Analysis of the University Campus Microgrid. *Electronics*, Vol. 23, Issue 1, 26–38. DOI: 10.7251/ELS1923026S.
34. Bezmalinovic, D., Barbir, F., Tolj, I. (2013). Techno-economic analysis of PEM fuel cells role in photovoltaic-based systems for the remote base stations. *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 38, Issue 1, 417–425. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2012.09.123.

35. Rad, M. A. V., Ghasempour, R., Rahdan, P., Mousavi, S., Arastounia, M. (2020). Techno-economic analysis of a hybrid system based on the cost-effective hydrogen production method for rural electrification, A case study in Iran. *Energy*, Vol. 190, 116421. DOI: 10.1016/j.energy.2019.116421.
36. Gebrehiwot, K., Mondal, M. A. H., Ringler, C., Gebremeskel, A.G. (2019). Optimization and cost-benefit assessment of hybrid power systems for off-grid rural electrification in Ethiopia. *Energy*, Vol. 177, 234–246. DOI: 10.1016/j.energy.2019.04.095.
37. Aghahosseini, A., Bogdanov, D., Barbosa, L. S. N. S., Breyer, C. (2019). Analysing the feasibility of powering the Americas with renewable energy and inter-regional grid interconnections by 2030. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 105, 187–205. DOI: 10.1016/j.rser.2019.01.046.
38. Baldinelli, A., Barelli, L., Bidini, G., Discepoli, G. (2020). Economics of innovative high capacity-to-power energy storage technologies pointing at 100% renewable micro-grids. *Journal of Energy Storage*, Vol. 28, 101198. DOI: 10.1016/j.est.2020.101198.
39. Zhu, K., Victoria, M., Andresen, G.B., Greiner, M. (2020). Impact of climatic, technical and economic uncertainties on the optimal design of a coupled fossil-free electricity, heating and cooling system in Europe, *Applied Energy*, Vol. 262, 114500. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.114500.
40. Adefarati, T., Obikoya, G. D. (2020). Assessment of Renewable Energy Technologies in a Standalone Microgrid System. *International Journal of Engineering Research in Africa*, Vol. 46, 146–167. DOI: 10.4028/www.scientific.net/JERA.46.146.
41. Schlachtberger, D.P., Brown, T., Schäfer, M., Schramm, S., Greiner, M. (2018). Cost optimal scenarios of a future highly renewable European electricity system: Exploring the influence of weather data, cost parameters and policy constraints. *Energy*, Vol. 163, 100–114. DOI: 10.1016/j.energy.2018.08.070.
42. Daraei, M., Avelin, A., Thorin, E. (2019). Optimization of a regional energy system including CHP plants and local PV system and hydropower: Scenarios for the County of Vastmanland in Sweden. *Journal of Cleaner Production*, Vol. 230, 1111–1127. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.05.086.
43. Kengam, S., Sreejith, S. (2019). An Efficient Energy Management System for Hybrid Renewable Energy Sources. *2019 Innovations in Power and Advanced Computing Technologies*, 8960201. IEEE. DOI: 10.1109/i-PACT44901.2019.8960201.
44. Kobayashi, D., Ohtake, H., Takemoto, K., Hoang, V.N., Masuta, T. (2019). Reliability and Economic Efficiency in Power System with PV Considering Import Fuel Price Transition. *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia*, 8715868. IEEE, 752–756. DOI: 10.1109/GTDAsia.2019.8715868.
45. Caglayan, D. G., Ryberg, D. S., Heinrichs, H., Linssen, J., Stolten, D., Robinius M. (2019). The techno-economic potential of offshore wind energy with optimized future turbine designs in Europe. *Applied Energy*, Vol. 255, 113794. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113794.
46. Collins, S., Deane, P., Ó Gallachóir, B., Pfenninger, S., Staffell, I. (2018). Impacts of Inter-Annual Wind and Solar Variations on the European Power System. *Joule*, Vol. 2, Issue 10, 2076–2090. DOI: 10.1016/j.joule.2018.06.020.
47. Anwar, Y. A., Shafei, M. A. R., Ibrahim, D. K. (2018). An Economic Analysis of Rooftop Solar Power Plant and Energy Auditing for Commercial Building in Egypt. *2017 Saudi Arabia Smart Grid Conference*, 17753631. IEEE, 1–6. DOI: 10.1109/SASG.2017.8356490.
48. Rentizelas, A., Melo, I. C., Alves Junior, P. N., Campoli, J. S., Aparecida do Nascimento Rebelatto, D. Multi-criteria efficiency assessment of international biomass supply chain pathways using Data Envelopment Analysis. *Journal of Cleaner Production*, Vol. 237, 117690. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.117690.
49. Briones-Hidrovo, A., Uche, J., Martínez-Gracia, A. (2019). Estimating the hidden ecological costs of hydropower through an ecosystem services balance: A case study from Ecuador. *Journal of Cleaner Production*, Vol. 233, 33–42. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.06.068.

50. Liang, C., Xin, S., Dongsheng, W., Xiuying, Y., Guodong, J. (2016). The ecological benefit–loss evaluation in a riverine wetland for hydropower projects – A case study of Xiaolangdi reservoir in the Yellow River, China. *Ecological Engineering*, Vol. 96, 34–44. DOI: 10.1016/j.ecoleng.2015.12.037.
51. Li, X.J., Zhang, J., Xu, L.Y. (2015). An evaluation of ecological losses from hydropower development in Tibet. *Ecological Engineering*, Vol. 76, 178–185. DOI: 10.1016/j.ecoleng.2014.03.034.
52. Nieves, J. A., Aristizabal, A. J., Dyer, I., Baez, O., Ospina, D. H. (2019). Energy demand and greenhouse gas emissions analysis in Colombia: A LEAP model application. *Energy*, Vol. 169, 380–397. DOI: 10.1016/j.energy.2018.12.051.
53. Camiato, F. D. C., Mariano, E. B., Santana, N. B., Yamashita, B. D., Rebelatto, D. A. D. N. (2018). Renewable and Sustainable Energy Efficiency: An Analysis of Latin American Countries. *Environmental Progress & Sustainable Energy*, Vol. 37, Issue 6, 2116–2123. DOI: 10.1002/ep.12877.
54. Brozyna, J., Mentel, G., Ivanová, E., Sorokin, G. (2019). Classification of Renewable Sources of Electricity in the Context of Sustainable Development of the New EU Member States. *Energies*, Vol. 12, 2271. DOI: 10.3390/en12122271.
55. Ho, H.-X.T. (2018). Forecasting of CO₂ Emissions, Renewable Energy Consumption and Economic Growth in Vietnam Using Grey Models. *Proceedings 2018 4th International Conference on Green Technology and Sustainable Development*, 8595679. IEEE, 452–455. DOI: 10.1109/GTSD.2018.8595679.
56. Kozarcanin, S., Liu, H., Andresen, G. B. (2019). 21st Century Climate Change Impacts on Key Properties of a Large-Scale Renewable-Based Electricity System. *Joule*, Vol. 3, Issue 4, 992–1005. DOI: 10.1016/j.joule.2019.02.001.
57. Ayodele, T. R., Ogunjuyigbe, A. S. O., Alao, M. A. (2018). Economic and environmental assessment of electricity generation using biogas from organic fraction of municipal solid waste for the city of Ibadan, Nigeria. *Journal of Cleaner Production*, Vol. 203, 718–735. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.08.282.
58. Fei, F., Wen, Z., Huang, S., De Clercq, D. (2018). Mechanical biological treatment of municipal solid waste: Energy efficiency, environmental impact and economic feasibility analysis. *Journal of Cleaner Production*, Vol. 178, 731–739. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.01.060.
59. Sassanelli, C., Rosa, P., Rocca, R., Terzi, S. (2019). Circular economy performance assessment methods: A systematic literature review. *Journal of Cleaner Production*, Vol. 229, 440–453. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.05.019.
60. Park, Y. S., Egilmez, G., Kucukvar, M. (2016). Emergy and end-point impact assessment of agricultural and food production in the United States: A supply chain-linked Ecologically-based Life Cycle Assessment. *Ecological Indicators*, Vol. 62, 117–137. DOI: 10.1016/j.ecolind.2015.11.045.
61. Wang, X., Chen, Y., Sui, P., Gao, W., Qin, F., Wu, X., Xiong, J. (2014). Efficiency and sustainability analysis of biogas and electricity production from a large-scale biogas project in China: An emergy evaluation based on LCA. *Journal of Cleaner Production*, Vol. 65, 234–245. DOI: 10.1016/j.jclepro.2013.09.001.
62. Ganieva, I. A., Maslennikova, S. M., Kurbanova, M. G., Gaaze, Z. V. (2013). Teoretiko-metodologicheskie aspekty tekhniko-ekonomicheskoi otsenki proizvodstva biogaza iz otkhodov selskogo khoziaistva (Theoretical and methodological aspects of the technical and economic evaluation of biogas production from agricultural waste). *Agrarnyi vestnik Urala (Agrarian Bulletin of the Urals)*, No. 8 (114), 52–54. (In Russ.). Available at: <http://avu.usaca.ru/ru/issues/54/articles/917>.
63. Markov, V. A., Devianin, S. N., Shimchenko, S. P. (2013). Ispolzovanie biogaza dlia polucheniiia elektroenergii v agropromyshlennykh kompleksakh (Utilization Biogas Concept for Generating Electric Power in Agro Industrial Complexes). *Transport na alternativnom toplive (Alternative Fuel Transport)*, No. 6 (36), 45–50. (In Russ.). Available at: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_21007524_13084084.pdf.

64. Koshelev, V.M., Nurgaliev, T.I. (2015). Ekonomicheskie aspekty vnedreniia tekhnologii proizvodstva biogaza v sel'skokhoziaistvennoi organizatsii (Economic Aspects of Biogas Technology Introduction in Farm Enterprises). *Vestnik FGOU VPO «Moskovskii gosudarstvennyi agroinzhenernyi universitet imeni V. P. Goriachkina» (s 2020 goda – Agroinzheneriia) (Vestnik of Moscow State Agroengineering University named after V. P. Goryachkin)*, No. 6 (70), 50–55. (In Russ.). Available at: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_25112291_48052194.pdf.

65. Meyer, E.L., Overen, O.K., Obileke, K., Botha, J.J., Anderson, J.J., Koatla, T.A.B., Thubela, T., Khamkham, T.I., Ngqeleni, V.D. (2021). Financial and economic feasibility of bio-digesters for rural residential demand-side management and sustainable development. *Energy Reports*, Vol. 7, 1728–1741. DOI: 10.1016/j.egyr.2021.03.013.

66. Yin, Y., Chen, S., Li, X., Jiang, B., Zhao, J.R., Nong, G. (2021). Comparative analysis of different CHP systems using biogas for the cassava starch plants. *Energy*, Vol. 232, 121028. DOI: 10.1016/j.energy.2021.121028.

67. Zhou, H., Yang, Q., Gul, E., Shi, M., Li, J., Yang, M., Yang, H., Chen, B., Zhao, H., Yan, Y., Erdogan, G., Bartocci, P., Fantozzi, F. (2021). Decarbonizing university campuses through the production of biogas from food waste: An LCA analysis. *Renewable Energy*, Vol. 176, 565–578. DOI: 10.1016/j.renene.2021.05.007.

INFORMATION ABOUT AUTHORS

Chebotareva Galina Sergeevna

Candidate of Economic Sciences, Associate Professor, Senior Researcher, Department of Energy and Industrial Enterprises Management Systems, School of Economics and Management, Ural Federal University named after the first President of Russia B. N. Yeltsin, Ekaterinburg, Russia (620002, Ekaterinburg, Mira street, 19); ORCID 0000-0001-7496-4927; e-mail: galina_ch90@mail.ru.

Dvinayninov Artyom Andreevich

Lecturer, Department of Energy and Industrial Enterprises Management Systems, School of Economics and Management, Ural Federal University named after the first President of Russia B. N. Yeltsin, Ekaterinburg, Russia (620002, Ekaterinburg, Mira street, 19); ORCID 0000-0002-9852-1861; e-mail: dvinayninov@mail.ru.

ACKNOWLEDGMENTS

The work was supported by grant of the President of the Russian Federation (MK-4549.2021.2).

FOR CITATION

Chebotareva G. S., Dvinayninov A. A. An Economic Alternative to Replacing Centralized Gas Supply with Autonomous Biogas Facilities in Russian Cities. *Journal of Applied Economic Research*, 2021, Vol. 20, No. 3, 582–612. DOI: 10.15826/vestnik.2021.20.3.023.

ARTICLE INFO

Received June 28, 2021; Revised July 30, 2021; Accepted August 12, 2021.

