

Экономическая эффективность альтернативных технологий энергообеспечения потребителей Свердловской области

Г. С. Чеботарева  , А. А. Двинянинов ,
А. Д. Бердников , Д. А. Тинарский 

Уральский федеральный университет

имени первого Президента России Б. Н. Ельцина,

г. Екатеринбург, Россия

 g.s.chebotareva@urfu.ru

Аннотация. Глобальным трендом современной экономики является курс на декарбонизацию, связанный с развитием технологий низкоуглеродной энергетики, сокращением выбросов парниковых газов и т.п. Эффективным ответом на данный вызов может стать применение крупных биогазовых установок, которые позволяют автономно и экологично обеспечить в полном объеме энергией частных потребителей. Однако существующие программы социальной газификации могут препятствовать распространению сверх капиталоемких биогазовых проектов. Цель работы – оценка экономической эффективности замены традиционных способов энергообеспечения частных потребителей в российских регионах альтернативными биогазовыми технологиями. Проверяется гипотеза о том, что биогазовые установки являются реальной экономически обоснованной альтернативой магистральному газоснабжению и другим технологиям независимо от удаленности проживания частных потребителей. Авторский подход основан на дисконтированной стоимостной оценке технологий в течение жизненного цикла, достигаемой экономии, сценарном распределении затрат между участниками проекта. Итоговым показателем эффективности являются приведенные затраты на потребляемый газ, а решение принимается на основе сравнительной оценки с соблюдением принципа наименьшей стоимости. Объектами стали три альтернативы – магистральное газоснабжение, сжиженный газ и биогазовая установка. Расчеты проведены для сельского поселения, расположенного в Свердловской области. Сценарная оценка доказала, что гипотеза обоснована: крупная биогазовая установка может стать экономической альтернативой традиционному энергоснабжению вне зависимости от удаленности потребителей от магистральных сетей; основное условие – владельцем является агропромышленное предприятие, которое обеспечит требуемый объем исходного сырья и покроет 95 % затрат с учетом достигнутой экономии. Целесообразность участия предприятия связана с выполнением требований законодательства по утилизации отходов и достижению «экологического эффекта». Теоретически обоснованы возможные экономические выгоды для предприятия как направления будущих исследований. Полученные выводы обладают теоретической и практической значимостью. Методология может быть применена при оценке эффективности использования биогазовых установок при выходе агропромышленного предприятия на розничный рынок электроэнергии.

Ключевые слова: биогазовая установка; возобновляемая энергетика; магистральное газоснабжение; сжиженный газ; экономическая эффективность.

1. Актуальность исследования

Мировым направлением энергообеспечения потребителей в условиях широкомасштабной реализации политики декарбонизации топливно-энергетического комплекса является использование технологий возобновляемой энергетики, водорода как энергоносителя и газоснабжения. Однако солнечные и ветровые электростанции еще не обладают требуемым уровнем надежности и стабильности для их использования в качестве самостоятельного источника, а водородные технологии (в первую очередь чистый водород) остаются одними из самых дорогих [1]. Поэтому в данной работе в качестве основного направления энергообеспечения авторами предложены традиционные и альтернативные технологии газификации частных потребителей.

В условиях ограниченности мировых рынков сбыта природного газа в России набирает ход программа социальной газификации и догазификации населения [2]. Газификацией регионов занимается ООО «Газпром газификация», для чего была разработана соответствующая программа¹ на 2021–2025 гг. с учетом дорожной карты². В большинстве из 72 регионов-участников данной программы региональными властями также предложены дополнительные льготы [3]. По оценке экспертов, на текущий момент уровень магистральной газификации в России достигает почти 74 %³, а к 2030 г. данный показатель должен составить 83 %, что соответствует полной технической возможной сетевой газификации регионов⁴.

В результате возникает противоречие. С одной стороны, оставшиеся 17 % потребителей в настоящий момент не имеют практической возможности получить доступ к централизованному газоснабжению как минимум до 2030 г. С другой – запасы природного газа ограничены. При растущем уровне спроса на внутреннее потребление и реализации проектов поставок газа на альтернативные зарубежные рынки (через газопроводы «Сила Сибири» и «Турецкий поток», в перспективе – «Сила Сибири – 2») существующих запасов может хватить только на ближайшие 50 лет [2, 4]. Это требует реализации дополнительных *альтернативных* проектов газоснабжения потребителей, проживающих в первую очередь на удаленных территориях.

В качестве подобной альтернативы авторами предложено провести оценку экономической целесообразности энергообеспечения частных потребителей за счет строительства крупной биогазовой установки. Помимо получения

¹ Программа газификации России // Газпром. URL: <https://www.gazprommap.ru/program/>

² План мероприятий («дорожная карта») по внедрению социально ориентированной и экономически эффективной системы газификации и газоснабжения субъектов Российской Федерации : Распоряжение Правительства РФ. URL: <http://static.government.ru/media/files/Ibz3fGAUPzurpw0NfFkPmIGmzQhun3Ku.pdf>

³ ФАС оценила уровень газификации в России в 73,8 % // Ведомости. URL: <https://www.vedomosti.ru/society/news/2024/09/04/1059976-fas-otsenila>

⁴ Миллер заявил, что Россию полностью газифицируют к 2030 году // РИА. URL: <https://ria.ru/20231227/gazifikatsiya-1918339393.html>

доступа к энергии, данная технология позволяет решить ряд экологических проблем. В частности, безопасная утилизация полного объема отходов жизнедеятельности, используемых в установке в качестве исходного сырья, сокращение выбросов парниковых газов в процессе генерации, а также получение углекислого газа и удобрений как «побочных» продуктов, которые могут быть эффективно использованы в сельском хозяйстве.

Цель данной работы состоит в оценке экономической целесообразности использования крупных биогазовых установок в качестве альтернативы магистральному газоснабжению и иным традиционным способам энергоснабжения частных потребителей в российских регионах.

Гипотеза исследования в том, что крупные биогазовые установки являются реальной экономически обоснованной альтернативой магистральному газоснабжению и иным технологиям независимо от удаленности проживания частных потребителей.

Структура статьи. Во втором разделе обобщены исследования, посвященные методам оценки экономической эффективности биогазовых проектов. Предложенный авторами подход к обоснованию экономической целесообразности технологий газификации частных потребителей представлен в третьем разделе. Практическая апробация данного подхода для трех предложенных альтернатив проведена в четвертом разделе. В заключении сделаны выводы по результатам исследования.

2. Степень изученности проблемы

Достижение поставленных масштабных целей по декарбонизации мировой экономики невозможно без активного развития возобновляемой энергетики [1]. Причем речь идет уже не о дополнении к традиционной генерации, а реальной замене ископаемого топлива новыми источниками энергии¹. На этапе становления данного сектора на первый план выходили вопросы разработки эффективных инструментов государственной поддержки и обеспечения общественного принятия [5]. Сейчас, когда создан требуемый технологический и логистический задел, а частные инвестиции становятся неотъемлемым источником финансирования, основная цель отрасли – достижение экономической целесообразности проектов причем без активного государственного участия [5]. Несмотря на то, что российская возобновляемая энергетика фактически перешла к активному этапу развития только в 2013 г. с принятием федеральной программы поддержки², для отечественного сектора в целом характерны схожие тенденции.

¹ How the EU can lead a fair and competitive transition to climate neutrality // Euractiv. URL: <https://www.euractiv.com/section/climate-environment/opinion/how-the-eu-can-lead-a-fair-and-competitive-transition-to-climate-neutrality/>

² ВИЭ 2.0: Новая программа развития «зеленой» энергетики в России // Энергетическая политика : общ.-деловой науч. журнал. URL: <https://energypolicy.ru/a-maksimov-vie-2-0-novaya-programma-razvitiya-zelenoj-energetiki-v-rossii/energetika/2020/17/13/>

Как было отмечено выше, основным объектом данной работы является одна из составляющих частей возобновляемых источников – биогазовый сектор, поддерживаемый в России исключительно на розничном рынке электроэнергии и только по решению региональных органов власти¹. Это затрудняет активное распространение данных технологий на местах и становится частной инициативной отдельных участников рынка.

2.1. Исследование эффективности биогазовых установок

Поэтому до недавнего времени в литературе вопросу оценки экономической эффективности биогазовых установок уделялось недостаточно внимания по сравнению с другими объектами возобновляемой энергетики, в частности солнечными, ветряными и гидроэлектростанциями [4]. Однако в последнее время авторы стали активно развивать данную тематику, отмечая ее актуальность в условиях глобальной «гонки» за декарбонизацией.

При изучении экономической эффективности авторы различают подходы к оценке больших биогазовых установок, как правило, работающих на территориях предприятий и/или ферм, как показано, например, Awafo и Amenorfe [6]. Wang et al. [7] дополнительно в работе подобных установок учитывают климатические особенности и географическое расположение фермы, а Zhang и Xu [8] учитывают экологическое влияние больших установок на окружающую среду.

Чеботарева и др. [4] производят оценку малых биогазовых установок, используемых для нужд исключительно частных домохозяйств.

Wehner et al. [9] описывают полный цикл выработки энергии на малых биогазовых установках в Австрии; здесь фокус сделан на работу водоочистной станции и совместном сбраживании биоотходов.

Fareed et al. [10] учитывают влияние географических и погодных условий на производительность малых биогазовых установок.

Adeoti et al. в [11], помимо технико-экономических показателей, также оценивают социальные факторы, такие как численность и уровень доходов семьи, пользующейся биогазовой установкой.

Наряду с этим авторы проводят комплексную оценку эффективности биогазовых проектов, дополняя классические экономические расчеты изучением иных факторов.

Esposito et al. [12] произвели оценку социальной целесообразности биогазовых проектов. Здесь применяется SWOT-анализ для изучения степени влияния различных социальных факторов и потенциала интеграция биогазовых установок в фермерскую среду.

Аничин и др. [13] исследовали социально-экономические перспективы развития сектора на региональном уровне. Elyakova et al. [14] оценивают

¹ Рынок возобновляемой энергетики России: текущий статус и перспективы развития. Действующий механизм стимулирования на розничных рынках // АРБЭ. URL: <https://clck.ru/3GEwQ5>

региональные особенности малых муниципальных образований на территории Республики Саха. Эти авторы изучают проблемы, которые возможно решить за счет строительства биогазовых установок: низкая плотность газовых и электрических распределительных сетей на удаленных территориях, сложность утилизации отходов агропромышленного комплекса России и др.

Учет технико-экономической специфики предложен Fareed et al. [10], где оцениваются экономические преимущества, получаемые при замене биогазом древесины и сжиженного газа в сельских районах Пакистана.

Adeoti et al. [11] дополняют аналогичные расчеты производительностью метанников. Rafiee et al. [15] учитывают затраты на модернизацию и технологическое обновление существующих биогазовых установок. Kozłowski et al. в [16] дополняют их спецификой производства метана. В работе предлагается оценка производительности установки, расчет коэффициента полезного действия и объема выхода от каждого субстрата.

Zhang и Xu в [8] предлагают проводить экологическую оценку эффективности биогазовых проектов. Для этого должно быть учтено достигаемое уменьшение загрязняющих выбросов в атмосферу и почву и т. п.

Awafo и Amenorfe [6] обосновывают целесообразность применения государственных программ поддержки с учетом предварительной комплексной оценки пилотных биогазовых проектов.

2.2. Методы оценки экономической эффективности биогазовых проектов

Первая группа авторов придерживается оценки классических инвестиционных показателей биогазовых установок, функционирующих на базе предприятий и ферм. Так, Kusz et al. [17], рассчитывают показатели чистой приведенной стоимости (NPV) и внутренней нормы доходности (IRR).

Ciula et al. [18] при расчете данных критериев учитывают объем затраченного резервного топлива.

Klimek et al. [19] в качестве вспомогательного критерия предлагают дополнительную оценку дисконтированного срока окупаемости (DPP) биогазовых проектов.

Wang et al. [20] учитывают инвестиционные показатели, направленные на выкуп доли компании (cash out), и инвестиций, направленных на развитие бизнеса (cash in).

Nurgaliev et al. [21] дополняют расчеты NPV, IRR и DPP индексом доходности (PI) проектов, учитывающем структуру капитальных затрат биогазовой установки.

An и Sokolinskaya [22] предлагают учитывать в показателе PI текущие затраты и эксплуатационные расходы.

Также среди инвестиционных показателей авторы предлагают: Meyer et al. [23] – индекс возвратности инвестиций (ROI); Tsarakakis и Papadogiannis [24] –

общие годовые экономические затраты (ТАЕС) проекта; Volpi et al. [25] – сценарный анализ чувствительности NPV к объемам производства электроэнергии.

Mohammed et al. [26] предлагают изучать соотношение выгод и затрат (BCR) при оценке полученного дохода. Chen et al. [27] показывают, что оценка экономической эффективности биогазовых установок *для нужд домохозяйств* должна быть основана на СВА-принципах (cost-benefit analysis) в течение жизненного цикла проекта.

Сравнительно новым подходом является оценка коэффициента возмещения капитала (CRF), предложенного Buragohain et al. [28].

Вторая группа авторов придерживается стоимостного подхода при оценке эффективности биогазовых проектов.

Abbas et al. [29] учитывают анализ сохранных средств от эксплуатации установок. Данный подход включает оценку общих капитальных вложений (TCI), а также капитальных расходов, которые необходимы для запуска и работы проекта. Например, Lawson et al. [30] предложен учет стоимости земли, оборудования и других активов длительного пользования (FCI).

Govender et al. [31] предлагают более продвинутый затратный подход – *оценка приведенной стоимости энергии (LCOE)*, производимой биогазовой установкой.

Например, Cudjoe et al. [32] показатель LCOE рассчитывают для биогазовых установок, функционирующих в крупных городах на основе пищевых отходов, в течение жизненного цикла образования подобных отходов.

Cañote et al. [33] оценивают LCOE в качестве базового критерия для оценки экологического проекта по утилизации активного ила с очистных сооружений сточных вод и сопутствующего производства электроэнергии.

Silva et al. [34] оценивают эффективность получения биогаза из свиного навоза и корректируют достигаемый LCOE выручкой от продажи органических удобрений.

Другие авторы в качестве показателя экономического эффекта рассматривают *планируемый доход или экономию* от эксплуатации биогазовой установки.

Сивцева и др. [35] предлагают оценивать прибыль от продажи сброженного субстрата в качестве органического удобрения, произведенного биогазовой установкой. Для расчета потенциального эффекта используются данные об объеме урожая, массе производимых биоудобрений, их рыночной цене и себестоимости.

Фадеева и Васильева [36] придерживаются схожего подхода, однако оценивают данные показатели также с учетом использования полученного субстрата на собственные нужды.

Ряд работ также посвящен *сравнительной оценке эффективности* биогазовой установке как альтернативе иным источникам энергоснабжения.

Fareed et al. [10] изучают экономическую целесообразность использования биогаза для замены древесины и сжиженного газа; исходными данными оценки выступили тип метантенка, мощность и заменяемое топливо.

Awafo и Amenorfe в [6] анализируют финансовые данные проектов биогазовой установки, а также попутного нефтяного газа и дизельного топлива.

Wang et al. [7] в качестве критерия эффективности используют сравнение стоимости энергии, выработанной биогазовой установкой, и энергии, получаемой из централизованных сетей.

Sritrakul и Hudakorn [37] подчеркивают, что, помимо количественных оценок, основным методом при оценке достигаемого эффекта от биогазовых установок на уровне домохозяйств выступает *послепроектный опрос* населения.

По результатам проведенного обзора выявлено, что в целом авторы используют классические инвестиционные показатели для расчета экономической эффективности биогазовой установки. Ряд методик учитывают структуру затрат на реализацию проекта в течение всего жизненного цикла, проводят сравнительную оценку с альтернативными технологиями энергоснабжения. Другие авторы предлагают рассчитывать возможный доход от продажи «побочной» продукции, получаемой от эксплуатации биогазовой установки помимо генерируемой энергии, например удобрений.

Таким образом, в настоящее время создан крепкий методический фундамент для проведения комплексной оценки экономической эффективности разномасштабных биогазовых проектов, учитывающий техническую, социальную, экологическую и иную специфику. Однако проведенный обзор показал, что предлагаемые авторами подходы затрагивают либо крупные биогазовые установки, обслуживающие потребности исключительно бизнеса, либо малые установки, принадлежащие частным домохозяйствам. Другими словами, на текущий момент еще не изучены кейсы совместной эксплуатации крупной биогазовой установки предприятием и частными потребителями, а также не предложен требуемый методический подход.

По мнению авторов, подобная методика должна быть основана не только на оценке полной стоимости биогазовой установки в течение жизненного цикла, но и параллельных, в первую очередь для частных потребителей технологий энергообеспечения. Помимо этого, спецификой подобного подхода является расчет достигаемой экономии от эксплуатации установки, оценка дополнительных затрат, связанных со строительством требуемой инфраструктуры до места проживания потребителей, а также разработка сценариев распределения затрат между всеми участниками проекта. Методический подход, устраняющий выявленный пробел, предложен авторами в следующем разделе.

3. Объект исследования, данные и методы

Объектом исследования выбрана крупная биогазовая установка, обладающая уникальными технико-экономическими характеристиками, пред-

ставленными далее. Помимо этого, расчеты произведены для проектов магистрального газоснабжения и использования сжиженного природного газа.

Территориальным объектом для унификации тарифов и норм потребления газа, а также текущего уровня цен на требуемое оборудование и услуги выбрана Свердловская область.

3.1. Понятие крупной биогазовой установки и условия эксплуатации

В настоящее время в российской практике нет однозначной трактовки того, что можно считать крупной биогазовой установкой. Изучение существующего опыта классификаций биогазового оборудования (по температурному режиму, способам загрузки реактора, типу используемого сырья, др.) позволило дать следующее авторское определение, учитывающее конструктивно-технологические особенности, показатели производительности и количество потребителей.

Крупная биогазовая установка – это комплекс оборудования для получения биогаза с последующим производством биометана, которое соответствует следующим характеристикам:

- 1) общий объем биореактора для загрузки исходного сырья (ферментеры и дображиватели) варьируется в пределах от 10 000 до 40 000 куб. м;
- 2) производительность установки составляет до 26 600 куб. м биометана в сутки, что эквивалентно генерации электроэнергии – до 59 мегаватт-час или теплоэнергии – до 57 тыс. гигакалорий;
- 3) обеспечение биометаном до 11,7 тыс. частных потребителей при текущих нормах потребления природного газа в Свердловской области (для семьи из четырех человек) без учета потребления газа владельцем установки на собственные нужды, а также электро- и теплоэнергии самой установкой.

Под частными потребителями понимается население, проживающее в пригородной жилой территории в пределах 50 км от города, состоящей из земельных участков с пригодными для проживания домами и не обеспеченной централизованным газоснабжением (например, поселок, деревня и т. п.).

Частные потребители не способны самостоятельно эксплуатировать крупные биогазовые установки, а наиболее эффективным ее владельцем может стать агропромышленное предприятие.

1. Зависимость эффективной работы биогазового оборудования от достаточного объема и качества исходного сырья, которые требуется перерабатывать для последующего получения биометана. У частных потребителей объем исходного сырья для ежедневной загрузки крупной биогазовой установки ограничен. Однако среднестатистическое агропромышленное предприятие обладает достаточным объемом подобных отходов для эффективной эксплуатации крупной установки, что позволит обеспечить не только собственные потребности в энергии, но и частных потребителей.

2. Дефицит на российском рынке компаний, занимающихся полным циклом по выпуску, монтажу, вводу в эксплуатацию и обслуживанию биогазовых установок для частного потребления. Как правило, такие компании специализируются на работе с предприятиями агропромышленного комплекса.

3. Высокая стоимость приобретения и сложность текущей эксплуатации крупной биогазовой установки по сравнению с централизованным газо-, электро- и теплоснабжением. Более того, требуется обязательное привлечение профессиональных инженерных служб для текущего и капитального обслуживания установки, а также создание лаборатории для регулярного анализа физико-химических свойств исходного субстрата и получаемых продуктов (биометана и удобрений).

4. Крупные биогазовые установки требуют значительной территории для размещения всех элементов комплекса, а также должны быть расположены на некотором удалении от жилых помещений для соблюдения санитарных правил, а также из-за возможной аварийной ситуации на установке как объекте повышенной опасности.

5. Отсутствие на законодательном уровне детально проработанных решений по эксплуатации биогазового оборудования в частном секторе: утвержденных стандартов, однозначно регламентирующих весь жизненный цикл биогазовых объектов, единого подхода к процессу лицензирования биогазовых установок.

6. Предприятия агропромышленного комплекса заинтересованы в переработке отходов жизнедеятельности животных, сельского хозяйства и т. п. на биогазовых установках, чтобы избежать штрафов за несоблюдение требований законодательства при обращении с отходами.

В результате обоснование целесообразности технологии газификации частных потребителей за счет использования крупных биогазовых установок должно быть основано на выполнении условия о том, что владельцем установки является агропромышленное предприятие, потребителями производимой энергии – предприятие и частные потребители, проживающие поблизости, а биогазовая установка санкционировано подключена к энергетической инфраструктуре потребителей.

Помимо этого, достижение эффективности совместного использования установки агропромышленным предприятием и частными потребителями должно быть обусловлено соблюдением следующих принципов.

Во-первых, рациональное распределение затрат на биогазовую установку между всеми участниками проекта.

Во-вторых, достижение агропромышленным предприятием положительного экономического эффекта по проекту, включая полное обеспечение собственных потребностей в энергии, отсутствие штрафов за несоблюдение требований законодательства при обращении с отходами, получение чистого дохода.

3.2. Предлагаемый метод

В данной работе оценка экономической эффективности технологий энергообеспечения частных потребителей включает три *альтернативы*: 1) проведение магистрального централизованного газоснабжения; 2) доставка и регазификация сжиженного природного газа; 3) строительство крупной биогазовой установки на базе агропромышленного предприятия.

Предлагаемый авторами метод основан на принципах оценки полной стоимости альтернативных проектов в течение всего жизненного цикла, дисконтирования достигнутых затрат с учетом фактической и прогнозируемой ставки инфляции, сценарной оценки распределения затрат между участниками сделки, а также расчета полной приведенной стоимости потребляемого газа. В качестве основного исследовательского принципа предложена сравнительная оценка достигаемых платежей частных потребителей по трем альтернативам по критерию наименьшей стоимости. Краткая характеристика метода представлена далее.

Первый этап основан на расчете полной стоимости затрат, возникающих по всему жизненному циклу крупной биогазовой установки. Общая структура затрат представлена в табл. 1.

Таблица 1. Структура затрат крупной биогазовой установки

Table 1. Cost structure of a large biogas plant

Группа затрат	Описание	Обозначение
Единовременные капитальные затраты	Разработка проекта биогазовой установки: отбор проб и проведение физико-химического анализа исходного сырья; разработка структурно-технологической схемы проекта с расчетом потоков исходного сырья и энергии; технико-экономическое обоснование и др.	$З_{\text{пр}}$
	Получение лицензионно-разрешительной документации на строительство и эксплуатацию установки	$З_{\text{лиц}}$
	Строительство биогазовой установки: земляные работы; фундаментные и бетонные работы; изготовление металлоконструкций; прокладка и монтаж инженерных и технологических схем; монтаж когенерационного оборудования (газгольдеры, факельная установка); сборка отдельных частей установки (комплексы гомогенизации, анаэробного сбраживания, сбора и очистки биогаза, преобразования газа в энергию, система трубопроводов); технологическое подключение; отделочные работы; тестирование, пуско-наладочные работы, ввод в эксплуатацию	$З_{\text{стр}}$
	Прочие единовременные затраты	$З_{\text{кап_пр}}$

Окончание табл. 1

Группа затрат	Описание	Обозначение
Регулярные эксплуатационные затраты	Периодическое техническое обслуживание, плановый ремонт оборудования комплекса, замена отдельных компонентов	$Z_{ТО}$
	Проверка герметичности газгольдеров на предмет микротрещин с возможным ремонтом или заменой	$Z_{ГАЗ}$
	Проверка работоспособности инженерных систем комплекса с ремонтом или заменой отдельных компонентов	$Z_{ИНЖ}$
	Периодический ремонт зданий и сооружений комплекса, в том числе капитальный ремонт	$Z_{ЗД_СООР}$
	Устранение аварийных ситуаций и внеплановые ремонты оборудования	$Z_{АВ}$
	Потребление тепловой и электрической энергии, на собственные нужды комплекса, включая потери	$Z_{ЭН}$
	Лабораторный контроль параметров исходного сырья и качества вырабатываемого биогаза	$Z_{ЛАБ}$
	Потери, связанные со сжиганием излишков биогаза	$Z_{ПОТ}$
	Амортизационные отчисления	$Z_{АМОР}$
	Отчисления в ремонтный фонд	$Z_{РФ}$
	Выплата заработной платы	$Z_{ЗПЛ}$
Утилизация оборудования	После окончания срока эксплуатации	$Z_{УТИЛ}$

Расчет полной стоимости биогазовой установки по формуле (1) учитывает обобщенную структуру затрат, текущий уровень рыночных цен, принятый срок полезного использования установки, уровень инфляции и т. п.:

$$Z_{ИТОГ} = Z_{ПР} + Z_{ЛИЦ} + Z_{СТР} + Z_{КАП_ПР} + discounted(Z_{ТО} + Z_{ГАЗ} + Z_{ИНЖ} + Z_{ЗД_СООР} + Z_{АВ} + Z_{ЭН} + Z_{ЛАБ} + Z_{ПОТ} + Z_{АМОР} + Z_{РФ} + Z_{ЗПЛ} + Z_{УТИЛ}), \quad (1)$$

где $Z_{ИТОГ}$ – полная оцененная стоимость установки; $discounted(...)$ – дисконтированная сумма затрат за периоды их осуществления.

Второй этап основан на разработке сценариев, включающих различные варианты распределения оцененной структуры затрат на приобретение и текущее обслуживание биогазовой установки между владельцем и частными потребителями.

На *третьем этапе* по формуле (2) оценивается достигаемый владельцем биогазовой установки экономический эффект с учетом разработанных

сценариев, видов производимой продукции, их рыночной цены, достигнутой себестоимости и принятой нормы дисконтирования за период.

$$\Theta_{\text{АПП}} = D_{\text{БГ}} + D_{\text{ЭЭ}} + D_{\text{ТЭ}} + D_{\text{УД}} + D_{\text{УГ}} + D_{\text{УО}} - P_{\text{СЦ}} + \Theta_{\text{Пр}}, \quad (2)$$

где $\Theta_{\text{АПП}}$ – общий эффект, достигаемый агропромышленным предприятием от эксплуатации биогазовой установки; $D_{\text{БГ}}$ – доходы (или экономия), полученные от производства сжиженного биогаза; $D_{\text{ЭЭ}}$ – электроэнергии; $D_{\text{ТЭ}}$ – теплоэнергии; $D_{\text{УД}}$ – удобрений; $D_{\text{УГ}}$ – углекислого газа; $D_{\text{УО}}$ – экономия средств, не затраченных на утилизацию отходов; $P_{\text{СЦ}}$ – общие расходы владельца по эксплуатации биогазовой установки в соответствии со сценарием; $\Theta_{\text{Пр}}$ – прочие эффекты, достигаемые от эксплуатации установки (например, снижение загрязнения окружающей среды).

На *четвертом этапе* в соответствии со сценарными условиями рассчитываются приведенные затраты на единицу потребляемой энергии по видам за период (электроэнергия, теплоэнергия и/или газ).

Пятый этап включает расчет полной стоимости альтернативных проектов с учетом всех затрат по жизненному циклу, текущего уровня цен и др.

Шестой этап методики в целом аналогичен расчетам, предложенным на четвертом этапе – оценка приведенной стоимости по видам энергоресурсов с учетом принятых норм потребления для альтернатив газоснабжения частных потребителей.

Седьмой этап предполагает выбор экономически обоснованного варианта газоснабжения частных потребителей на основе сравнительной оценки приведенных затрат, рассчитанных в рамках сценарных условий и альтернативных вариантов, и соблюдения принципа наименьшей стоимости.

На *восьмом этапе* разрабатываются условия, при которых возможно экономически обоснованное газоснабжение частных потребителей за счет использования крупной биогазовой установки. Основным критерием является достижение меньшей приведенной стоимости энергоресурсов для частных потребителей по сравнению с альтернативными вариантами и сохранение положительного эффекта для агропромышленного предприятия.

В результате предлагаемый методический подход позволяет провести комплексную оценку экономической целесообразности энергоснабжения частных потребителей с использованием технологий крупной биогазовой установки на основе ее совместной эксплуатации с агропромышленным предприятием.

Новизна данного подхода обеспечивается одновременной оценкой экономического эффекта, достигаемого владельцем установки и частными потребителями, учитывающего сценарное распределение полной стоимости, при-

веденные затраты производимых видов энергии, их сравнительный анализ с альтернативными вариантами газоснабжения и специфику государственных программ газификации населения. Это позволяет разработать условия, при которых на практике становится экономически эффективным энерго-снабжение частных потребителей на основе технологий крупной биогазовой установки.

3.3. Исходные данные

Для проведения практических расчетов авторами предложены следующие *допущения*:

- под пригородной жилой территорией понимается среднее сельское поселение, предполагающее общую численность жителей в пределах от 200 до 1 000 человек¹;
- данное поселение расположено в Свердловской области в пределах 50 км от г. Екатеринбурга;
- поселение располагается в пределах 5 км от агропромышленного предприятия – потенциального владельца крупной биогазовой установки;
- деятельность агропромышленного предприятия предполагает работу с крупным рогатым скотом, растениеводство, в т. ч. тепличное хозяйство, свиноводческий комплекс и птицефабрику;
- данное агропромышленное предприятие обладает достаточным количеством отходов для обеспечения полной загрузки биогазовой установки;
- изучаемое среднее сельское поселение включает 100 домов;
- жилые дома электрифицированы, но не обеспечены централизованным газоснабжением, горячим водоснабжением и отоплением;
- в каждом доме проживает в среднем четыре человека;
- средняя площадь каждого дома составляет 150 кв. м;
- жители поселения единогласно поддерживают решение о выбранной технологии газификации;
- производимый газ будет источником для приготовления пищи, подогрева воды и отопления;
- период с июня по сентябрь приняты в качестве четырех «летних» месяцев, когда газ будет потребляться только на приготовление пищи и подогрев воды;
- в оставшиеся восемь «зимних» месяцев дополнительным направлением использования газа является отопление домов;
- горизонтом оценки проектов является 25-летний период – средний срок эксплуатации крупной биогазовой установки;

¹ Типы поселений в РФ // Градостроительный кодекс РФ. URL: <https://base.garant.ru/3999213/5633a92d35b966c2ba2fle859e7bdd69/?ysclid=lyy9cjgynw636420581>

- июнь 2024 г. принят в качестве нулевого периода, на который зафиксирован текущий уровень цен;
- в качестве ставки дисконтирования приняты текущий и прогнозный уровни инфляции: 9 %¹ для первого периода и 4 %² для последующих.

4. Результаты

В соответствии с разработанной методикой предложены следующие альтернативные проекты газификации частных потребителей:

- 1) проведение магистрального централизованного газоснабжения;
- 2) доставка и регазификация сжиженного природного газа;
- 3) строительство крупной биогазовой установки на базе агропромышленного предприятия.

Далее представлена структура капитальных и операционных затрат по каждой альтернативе, проведена оценка полной дисконтированной. Для обеспечения сопоставимости результатов оценки рассчитан показатель приведенных затрат на потребляемый газ – средневзвешенная стоимость газа LCOG (Levelized Cost of Gas).

Все расчеты проведены с учетом официально утвержденных в Свердловской области тарифов на обслуживание газового оборудования, газ и электроэнергию, а также коммерческих предложений подрядчиков и данных агрегаторов рынка (маркетплейсов) по стоимости прочих услуг.

4.1. Проведение магистрального централизованного газоснабжения

В основу данной альтернативы заложено допущение о том, что в непосредственной близости от поселения проложен магистральный газопровод. Тогда жителям требуется построить газопровод до границ поселения и обеспечить необходимую инфраструктуру в его пределах. Базовый срок выполнения всех работ по разработке проекта, строительству и вводу в эксплуатацию газопровода составляет четыре месяца.

В табл. 2 обобщены капитальные затраты на строительство газопровода до и в пределах поселения, а в табл. 3 – на приобретение и установку оборудования для приготовления пищи, подогрева воды и отопления.

Текущие затраты на обслуживание газопровода, внутридомовое техническое обслуживание газового оборудования и систем отопления представлены в табл. 4, а платежи за пользование газом рассчитаны в табл. 5.

¹ Ключевая ставка Банка России и инфляция // Банк России. URL: https://cbr.ru/hd_base/infl/

² Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов // Правительство РФ. URL: https://www.economy.gov.ru/material/file/310e9066d0eb87e73dd0525ef6d4191e/prognoz_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya_rf_2024-2026.pdf

Таблица 2. Капитальные затраты на проектирование и строительство газопровода

Table 2. Capital expenditures for the design and construction of a gas pipeline

№	Наименование	Стоимость, тыс. руб.
1	Теплотехнический расчет для поселения в Свердловской области	20
2	Строительство газопровода (100 м) до границ поселения	170
3	Строительство газопровода (5,5 км) в границах поселения	6 420
4	Монтаж шкафного газорегуляторного пункта	330
5	Подключение одного дома к газопроводу от границ участка	63,3
Итого для поселения		13 270

Источник: составлено на основе общего коммерческого предложения по газификации поселка в Екатеринбурге¹.

Таблица 3. Капитальные затраты на приобретение и установку оборудования

Table 3. Capital expenditures for the purchase and installation of equipment

№	Наименование	Средняя стоимость, тыс. руб.
1	Газовая плита с духовым шкафом (один дом)	30
2	Установка газовой плиты с духовым шкафом (один дом)	2
3	Газовый котел, бойлер, система отопления, система горячего водоснабжения (один дом)	285
4	Монтаж систем отопления и горячего водоснабжения «под ключ» (один дом)	250
Итого для одного дома		567
Итого для поселения		56 700

Источник: рассчитано на основе данных маркетплейса².

Таблица 4. Стоимость технического обслуживания газопровода и оборудования

Table 4. Cost of maintenance of a gas pipeline and equipment

№	Наименование	Стоимость, тыс. руб.	Периодичность осуществления
1	Техническое обслуживание внутридомового газопровода индивидуального жилого дома (один дом)	0,24	Ежегодно
2	Проверка на герметичность крана на вводе в здание (один дом)	0,027	Ежегодно

¹ Газификация поселка в Екатеринбурге // Екгаз. URL: <https://clck.ru/3GFC2c>

² ЯндексМаркет. URL: <https://market.yandex.ru>

Окончание табл. 4

№	Наименование	Стоимость, тыс. руб.	Периодичность осуществления
3	Техническое обслуживание газовой плиты – четырехгорелочной и более (один дом)	0,413	Ежегодно
4	Техническое обслуживание отопительного котла (емкость водонагревателя), мощностью свыше 20 кВт до 48 кВт включительно (один дом)	0,953	Ежегодно
5	Техническое обслуживание бытового газового счетчика (один дом)	0,186	Ежегодно
6	Техническое обслуживание электромагнитного клапана (один дом)	0,036	Ежегодно
7	Техническое обслуживание сигнализатора загазованности (кроме проверки контрольными смесями) (один дом)	0,309	Ежегодно
8	Проверка герметичности внутридомового газопровода и технологических устройств на нем при количестве приборов на одном стояке до 5 (один дом)	0,327	Ежегодно
9	Техническое обслуживание газопровода в границах жилой территории	121	Ежегодно
10	Обслуживание бойлера (один дом)	1	Ежегодно
11	Прочие непредвиденные расходы (один дом)	0,412	Ежегодно
<i>Итого для поселения</i>		<i>511,3</i>	<i>Ежегодно</i>

Источник: рассчитано на основе официального прайс-листа АО «Екатеринбурггаз»¹, частных компаний² и данных маркетплейса³.

Таблица 5. Размер платежей за пользование газом

Table 5. Payments for the use of gas

№	Наименование платежей	Размер платежа, тыс. руб.
1	Ежемесячный платеж на один дом в период с июня по сентябрь	0,544
2	Ежемесячный платеж на один дом в период с октября по май	7,548
<i>Итого для поселения в год</i>		<i>6 255,66</i>

Источник: рассчитано с учетом официальных тарифов, установленных в Свердловской области⁴.

¹ Техническое обслуживание внутриквартирного газового оборудования в многоквартирном доме и техническое обслуживание внутридомового газового оборудования в жилом доме. Екатеринбурггаз. URL: <https://clck.ru/3GFCT6>

² Стоимость обслуживания газопровода // Екгаз. URL: <https://clck.ru/3GFCUo>

³ ЯндексУслуги. URL: <https://uslugi.yandex.ru/>

⁴ Об установлении розничных цен на природный газ, реализуемый населению Свердловской области : Постановление Региональной энергетической комиссии Свердловской области. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/document/6601202406260004?index=3>.

Для расчета платежей за пользование газом использованы следующие нормативы, принятые в Свердловской области¹:

- норматив на приготовление пищи – 10,2 куб. м на 1 человека в месяц;
- норматив на подогрев воды – 10,0 куб. м на одного человека в месяц (с использованием газового нагревателя, при отсутствии центрального водоснабжения);
- норматив на отопление 1 кв. м жилого помещения в месяц – 7,5 куб. м;
- стоимость приготовления пищи и нагрева воды с использованием газового нагревателя – 6,73 руб. за куб. м;
- стоимость отопления – 6 225,69 руб. за 1 000 куб. м.

В течение четырех месяцев, заложенных на проектирование, строительство и ввод в эксплуатацию магистрального газоснабжения (июнь-сентябрь 2024 г.) жители поселения в качестве вынужденной альтернативы магистральному газу используют электроэнергию для приготовления пищи и подогрев воды. Поэтому при оценке полной стоимости проекта также должны быть учтены соответствующие платежи (табл. 6).

Таблица 6. **Размер платежей за пользование электроэнергией (июнь-сентябрь 2024 года)**

Table 6. **Payments for the use of electricity (June-September 2024)**

№	Показатель	Значение
1	Норматив на приготовление пищи (на одного человека в месяц), кВт*ч	213
2	Норматив на подогрев воды (на одного человека в месяц), кВт*ч	
3	Стоимость электроэнергии в июне 2024 г., руб./кВт*ч	3,61
4	Стоимость электроэнергии в июле-сентябре 2024 г., руб./кВт*ч	3,93
5	Размер платежа на один дом за четыре месяца, тыс. руб.	13,12
<i>Итого для поселения за четыре месяца, тыс. руб.</i>		<i>1 312,08</i>

Источник: рассчитано с учетом официальных нормативов потребления² и тарифов на электрическую энергию³, принятых в Свердловской области.

¹ Нормативы потребления природного газа населением Свердловской области на бытовые и прочие нужды при отсутствии приборов учета : Приложение к Постановлению. URL: <https://sverdlovsk-gov.ru/doc/20292>

² Нормативы потребления коммунальной услуги по электроснабжению в жилых помещениях на территории Свердловской области, без учета повышающего коэффициента // «Екатеринбургэнергосбыт». URL: <https://www.eens.ru/clients/fiz/normativy>

³ Об установлении тарифов на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей по Свердловской области на 2024 год : Постановление Правительства Свердловской области. URL: https://ekb.esplus.ru/upload/iblock/0b8/Postanovlenie-REK-SO-ot-26.12.2023-_256_PK_Ob-ustanovlenii-tarifov-na-e-dlya-naseleniya-na-2024.pdf

В результате в течение 25-летнего периода полные дисконтированные затраты на магистральное газоснабжение составляют 178 696,28 тыс. руб., а для отдельного дома – 1 786,96 тыс. руб. Для оценки LCOG общий объем потребленного газа рассчитывается с учетом существующих норм в Свердловской области и вынужденного использования электроэнергии (табл. 7). Помимо этого, в полной стоимости не учтены расходы на оплату электроэнергии как вынужденной альтернативы газу. LCOG данного проекта составляет 7,13 руб. за куб. м.

Таблица 7. Объем потребляемого газа по проекту

Table 7. Volume of gas consumed

№	Направления	Принятые нормы на 1 человека / 1 кв. м в месяц	Норма на семью / дом в месяц
1	Приготовление пищи, куб. м	10,2	40,8
2	Подогрев воды, куб. м	10,0	40,0
3	Отопление, куб. м	7,5	1 125,0
<i>Ежемесячно, июнь-сентябрь, куб. м</i>			80,8
<i>Ежемесячно, октябрь-май, куб. м</i>			1 205,8
<i>Ежегодное потребление, куб. м</i>			9 969,6
<i>Фактическое потребление за период октябрь 2024 – май 2025, куб. м</i>			9 646,4
<i>Общее потребление газа одной семьей за изучаемый период, куб. м</i>			248 916,8

4.2. Доставка и регазификация сжиженного природного газа

Второй проект может быть реализован в виде сценариев:

- 1) приобретение газовых баллонов;
- 2) строительство подземного заправляемого газгольдера.

Для оценки требуемого годового объема природного газа на один дом использованы принятые нормы магистрального газоснабжения по направлениям потребления (табл. 7). Однако различные физико-химические характеристики метана, используемого в магистральном газоснабжении, и пропан-бутана, применяемого в качестве сжиженного газа, требуют последующей корректировки фактических норм потребления. Так, с учетом удельной теплоты сгорания и условий хранения принят поправочный коэффициент – пропан-бутана в среднем требуется в четыре раза меньше, чем метана. В табл. 8 рассчитаны скорректированные нормы потребления.

Однако по принятой на рынке практике сжиженный газ, как правило, продается в литрах (реже – в килограммах). В табл. 9 представлен перевод норм

потребления пропан-бутана для «летних» и «зимних» месяцев из куб. м в литры с использованием профессионального калькулятора, который учитывает особенности физико-химических параметров пропан-бутановой смеси (масса, объем, плотность), а также условия хранения сжиженного газа (давление, температура). Здесь же рассчитана годовая потребность в газе для оценки полезного объема подземного газгольдера на дом, а также ежемесячная потребность в 27- и 50-литровых баллонах газа, наиболее распространенных на российском рынке.

Структура затрат на приобретение, доставку и обслуживание 27- и 50-литровых баллонов сжиженного природного газа описана в табл. 10.

Таблица 8. Нормы потребления природного газа

Table 8. Natural gas consumption rates

№	Направления потребления	Нормы на семью / дом в месяц (метан)	Нормы на семью в месяц (пропан-бутан)
1	Приготовление пищи, куб. м	40,8	10,20
2	Подогрев воды, куб. м	40,0	10,00
3	Отопление, куб. м	1125,0	281,25
<i>Ежемесячная потребность в период с июня по сентябрь, куб. м</i>			20,20
<i>Ежемесячная потребность в период с октября по май, куб. м</i>			301,45

Источник: рассчитано с использованием профессионального калькулятора газа¹.

Таблица 9. Фактическое потребление сжиженного природного газа

Table 9. Actual consumption of liquefied natural gas

№	Период	Пропан-бутан, куб. м	Пропан-бутан, литр	Требуемое количество баллонов, шт.*	
				27-литровых	50-литровых
1	Ежемесячная потребность в период с июня по сентябрь	20,20	64,99	3	2
2	Ежемесячная потребность в период с октября по май	301,45	969,83	48	27
3	Годовая потребность	н/р	8018,62	н/р	н/р

Примечание: *Полезный объем 27-литрового баллона составляет 20 литров, 50-литрового баллона – 36 литров.

¹ Профессиональный калькулятор газа // Kalk.Pro. URL: https://kalk.pro/ventilation/gazovyi-kalkulyator/?o_a=9&r_a=1&q_a=33.67

Полный расчет стоимости годового использования 27-литровых баллонов на один дом представлен в табл. 11, а 50-литровых баллонов – в табл. 12. Расчет требуемого количества баллонов основан на принципе обеспечения потребности в газе на ближайшие полмесяца.

Таблица 10. **Общая структура затрат на баллоны**

Table 10. **General cost structure for cylinders**

№	Направление затрат	Стоимость, руб.	Периодичность
1	Приобретение одного заправленного 27-литрового баллона	6 000	Однократно
2	Приобретение одного заправленного 50-литрового баллона	7 000	Однократно
3	Заправка одного 27-литрового баллона	850	Оценено далее по периодам
4	Заправка одного 50-литрового баллона	1 100	Оценено далее по периодам
5	Освидетельствование просроченного баллона любого объема	950	Один раз в пять лет
6	Ремонт вентиля ВБ-2 с заменой штока вентиля	350	Один раз в пять лет
7	Замена вентиля	200	Один раз в пять лет
8	Замена уплотнительных колец на штоке вентиля ВБ-2	200	Один раз в пять лет
9	Покраска баллона (кисть, валик, краска ПФ-115)	200	Один раз в пять лет
10	Средняя стоимость доставки (одного рейса)	3 500	40 баллонов за один рейс

Источник: составлено на основе прайс-листа и коммерческого предложения «Лидер-газ Екатеринбург»¹.

Таблица 11. **Структура затрат на 27-литровые баллоны на один дом**

Table 11. **Cost structure for 27-liter cylinders per household**

№	Направления затрат	Цена, руб.	Количество баллонов / рейсов	Стоимость, тыс. руб.	Период осуществления
1	Приобретение заправленного баллона	6 000	24	144	Нулевой период
2	Заправка баллона	850	372	316,2	Нулевой период
3			396	336,6	Прочие периоды

¹ Лидер-газ Екатеринбург : прайс-лист. URL: <https://gaz-lider.ru/price.html>

Окончание табл. 11

№	Направления затрат	Цена, руб.	Количество баллонов / рейсов	Стоимость, тыс. руб.	Период осуществления
4	Ремонт баллона	1900	24	45,6	Каждый пятый период
5	Доставка баллонов	3 500	9	31,5	Нулевой период
6			10	35	Прочие периоды
Сумма затрат в нулевом периоде				491,70	Нулевой период
Сумма затрат в прочем периоде				371,60	Прочие периоды
Сумма затрат в каждом пятом периоде				417,20	Каждый пятый период

Таблица 12. Структура затрат на 50-литровые баллоны на один дом

Table 12. Cost structure for 50-liter cylinders per household

№	Направления затрат	Цена, руб.	Количество баллонов / рейсов	Стоимость, тыс. руб.	Период осуществления
1	Приобретение заправленного баллона	7 000	14	98	Нулевой период
2	Заправка баллона	1 100	218	239,8	Нулевой период
3			232	255,2	Прочие периоды
4	Ремонт баллона	1900	14	26,6	Каждый пятый период
5	Доставка баллонов	3 500	5	17,5	Нулевой период
6			6	21	Прочие периоды
Сумма затрат в нулевом периоде				355,30	Нулевой период
Сумма затрат в прочем периоде				276,20	Прочие периоды
Сумма затрат в каждом пятом периоде				302,80	Каждый пятый период

При расчете общей стоимости также учтены затраты на приобретение, установку требуемого оборудования (табл. 3) и его техническое обслуживание (табл. 4) за исключением расходов на обслуживание газопровода в границах жилой территории. Общая дисконтированная стоимость газоснабжения одного дома за счет 27-литровых баллонов составляет 6 769,24 тыс. руб., за счет 50-литровых – 5 158,57 тыс. руб.

Для унификации расчета средневзвешенной стоимости взяты нормы потребления магистрального газа (табл. 7). Использование баллонов возможно

без длительного временного разрыва, связанного с приобретением и доставкой. Тогда общий объем потребления сжиженного газа в эквиваленте магистрального составляет 249 240 куб. м. LCOG для 27-литровый баллонов равен 27,16 руб., а для 50-литровых – 20,70 руб.

При оценке стоимости подземного управляемого газгольдера для одного дома учитывается фактическая годовая потребность в сжиженном газе в объеме 8,0 тыс. литров (табл. 9). Следовательно, для частного потребления могут быть использованы: 1) газгольдер полезным объемом 4,3 тыс. литров (фактический – 5,0 тыс. литров) с заправкой два раза в год; 2) газгольдер полезным объемом 8,5 тыс. литров (фактический – 10,0 тыс. литров) с заправкой один раз в год.

В табл. 13 и 14 представлены капитальные и текущие затраты на данные газгольдеры.

Таблица 13. Структура затрат на газгольдер (4,3 тыс. литров)

Table 13. Cost structure for a gas tank (4.3 thousand liters)

№	Наименование работ	Стоимость, тыс. руб.	Периодичность
1	Проектно-монтажные работы, стоимость оборудования и материалов, накладные расходы	462,5	Однократные затраты
2	Периодическое обслуживание газгольдера	7	Ежегодно
3	Стоимость оборудования для приготовления пищи, подогрева воды, отопление	567	Однократные затраты
4	Стоимость технического обслуживания газового оборудования	2,903	Ежегодно
5	Дозаправка газгольдера	108,2	Дважды в год, стоимость – 24 руб. за литр, доставка 5 000 руб.
Итого капитальные затраты		1 029,5	Однократные затраты
Итого операционные затраты		226,30	Ежегодно

Источник: составлено на основе коммерческого предложения ООО «Джигрупп».

Таблица 14. Структура затрат на газгольдер (8,5 тыс. литров)

Table 14. Cost structure for a gas tank (8.5 thousand liters)

№	Наименование работ	Стоимость, тыс. руб.	Периодичность
1	Проектно-монтажные работы, стоимость оборудования и материалов, накладные расходы	755,3	Однократные затраты
2	Периодическое обслуживание газгольдера	7	Ежегодно

Окончание табл. 14

№	Наименование работ	Стоимость, тыс. руб.	Периодичность
3	Стоимость оборудования для приготовления пищи, подогрева воды, отопление	567	Однократные затраты
4	Стоимость технического обслуживания газового оборудования	2,903	Ежегодно
5	Дозаправка газгольдера	209	Ежегодно, стоимость – 24 руб. за литр, доставка 5 000 руб.
<i>Итого капитальные затраты</i>		<i>1 322,3</i>	<i>Однократные затраты</i>
<i>Итого операционные затраты</i>		<i>218,90</i>	<i>Ежегодно</i>

Источник: составлено на основе коммерческого предложения ООО «Джигрупп».

Для одного дома стоимость газгольдера полезным объемом 4,3 тыс. литров составляет 4 628,96 тыс. руб., а объемом 8,5 тыс. литров – 4 804,06 тыс. руб. Для расчета LCOG также приняты нормы потребления газа в табл. 7. При полезном объеме в 4,3 тыс. литров LCOG составляет 18,57 руб., а при 8,5 тыс. литров – 19,28 руб.

4.3. Строительство крупной биогазовой установки на базе агропромышленного предприятия

Количественная оценка затрат и сроков на строительство, обслуживание и утилизацию крупной биогазовой установки приведена в табл. 15 в соответствии с ранее предложенной структурой.

Таблица 15. Затраты и сроки проекта крупной биогазовой установки

Table 15. Costs and deadlines for the project of a large biogas plant

№	Группы затраты	Значение, тыс. руб.	Период выполнения
1	Единовременные капитальные затраты	1 152 058,75	1,5 года
2	Регулярные эксплуатационные затраты	681 293,25	Ежегодно
3	Затраты на утилизацию оборудования	14 700,00	После 25 периода

Источник: рассчитано на основе коммерческих предложений Центра сертификации «Юнигост», компании «Биокомплекс», «СельхозБиоГаз», калькулятора компании «Росбиогаз»¹, прайс-листа «МСУ-11»².

¹ Ежегодные затраты на биогазовые установки // «Росбиогаз». URL: <https://www.rosbiogas.ru/literatura/biogaz-na-osnove-voznovlyaemogo-sirya/ezhegodnie-zatrati.html>

² Демонтаж зданий и сооружений // МСУ-11. URL: <https://stroitele.ru/demontazh>

Отсутствие на российском рынке достаточного опыта строительства и эксплуатации подобных объектов требует дополнительных пояснений к количественной оценке затрат.

Во-первых, стоимость разработки проекта оценена на основе частного коммерческого предложения и предполагает обязательную организацию во-круг установки санитарно-защитной зоны.

Во-вторых, лицензионно-разрешительная документация включает лицензию на сбор, хранение, переработку и утилизацию, лицензию от Ростехнадзора, декларации соответствия и др.; стоимость получения оценена на основе коммерческого предложения.

В-третьих, стоимость строительства получена на основе аналогичных расчетов для биогазовой установки производительностью 1 920 куб. м в сутки и учитывает строительство газопровода до и по жилой территории (общая структура затрат приведена в табл. 2 и скорректирована с учетом пятикилометровой длины газопровода до границ поселения, требуемой для организации санитарно-защитной зоны).

В-четвертых, прочие единовременные затраты включают работы по монтажу и запуску оборудования и получены на основе расчетов для установки производительностью 1 920 куб. м.

В-пятых, длительность этапа капитальных затрат оценена с учетом того, что получение документации и строительство можно осуществлять параллельно.

В-шестых, ежегодные эксплуатационные затраты зафиксированы на уровне 60 % от стоимости строительства, что соответствует существующему российскому опыту эксплуатации подобных объектов.

В-седьмых, затраты на утилизацию оборудования также оценены на основе расчетов для установки производительностью 1 920 куб. м и учитывают текущий уровень цен на демонтаж промышленного оборудования в Свердловской области.

В табл. 16 обобщены оцененные доходы и экономия, которые могут быть достигнуты на предприятии за счет эксплуатации установки; они не учитывают сценарного распределения расходов. Принято, что вне зависимости от принимаемого сценария распределения расходов между агропромышленным предприятием и частными потребителями все доходы от эксплуатации установки получает агропромышленное предприятие как собственник.

Таблица 16. **Базовая структура доходов и экономии**

Table 16. **Basic structure of income and economy**

№	Вид дохода или экономии	Базовый годовой объем	Удельное значение (цена, рост и т. п.)	Годовой доход / экономия, тыс. руб.
1	Доход от продажи части производимых удобрений	49 275 тыс. л	10 руб. за 1 л	492 750

Окончание табл. 16

№	Вид дохода или экономии	Базовый годовой объем	Удельное значение (цена, рост и т. п.)	Годовой доход / экономия, тыс. руб.
2	Доход от роста урожайности тепличных растений за счет углекислого газа	38 750 тыс. руб.	15 %	5 812
3	Экономия на постгарантийном обслуживании оборудования для переработки отходов	100 шт.	500 тыс. руб.	50 000
4	Экономия от освобождения от платы за негативное воздействие на окружающую среду	н/т	н/т	30 000
5	Экономия за счет потребления производимого биометана, тыс. руб.	8 128 тыс. куб. м	5 388,5 руб. за 1 000 куб. м	43 797
6	Средняя экономия на платах за выбросы углекислого газа в атмосферу	0,375 тыс. тонн	550 руб. за 1 тонну	206
Итого годовой доход / экономия (до 2028 г.)				622 360
Итого годовой доход / экономия (с 2028 г.)				622 567

Источник: составлено на основе рыночной стоимости удобрений¹ и статистики его производства², данных и производительности углекислого газа³, финансовой отчетности агрокомплекса⁴, особенностей утилизации отходов⁵, федеральных законов⁶, данных о внедрении платы за выбросы⁷ и статистике⁸.

¹ Органическое удобрение КОУД // Tuzlist. URL: <https://tuzlist.ru/sredneuralsk/products/721612-organicheskoe-udobrenie-koud/>

² Расчет биогазовой установки // Биогаз в странах Таможенного союза. URL: <https://biogas.su/calculation-biogas-plant/>

³ Подкормка углекислым газом в промышленных теплицах // «АгроИталСервис». URL: <https://krasnodar.agroitalservice.ru/novosti/podkormka-uglekislym-gazom-v-promyshlennyh-tepliczah/>

⁴ ООО «Балтымский агрокомплекс» : бухгалтерская отчетность и финансовый анализ // Audit-it. URL: https://www.audit-it.ru/buh_otchet/6606002021_ooo-bak

⁵ Компостирование навоза и помета // «Биокомплекс». URL: <https://biokompleks.ru/solutions/kompostirovanie-navoza-i-pometa/>

⁶ Федеральный закон «Об охране окружающей среды» // «КонсультантПлюс». URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34823/2b668f71b04cd6b6239a4827ec1430801c9da45b/

Федеральный закон «О побочных продуктах животноводства» // Независимый портал для специалистов мясной индустрии. URL: <https://meat-expert.ru/articles/682-zakon-o-pobochnykh-produktakh-zhivotnovodstva-razbiraem-sya-v-nyuansakh>

⁷ В России предложили внедрить плату за выбросы парниковых газов // РБК. URL: <https://www.rbc.ru/economics/26/01/2024/65b243229a79472c5cfc3592>

⁸ Охрана окружающей среды в России // Федеральная служба государственной статистики. URL: https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/Ochрана_okruij_sredi_2022.pdf; Число сельхозорганизаций в России за пять лет сократилось с 36 тыс. до 34,4 тыс. // ТАСС. URL: <https://tass.ru/ekonomika/13406501>

При расчете прогнозируемых доходов и экономии предприятия приняты допущения:

- 1) при средней ежедневной производительности установки 25 тыс. куб. м общий объем получаемых удобрений (тип КОУД) составит около 450 тыс. литров в сутки;
- 2) 70 % производимых удобрений используются на собственные нужды предприятия по аналогии с ранее используемыми отходами, а 30 % – на продажу;
- 3) средний рост урожайности тепличных растений за счет использования углекислого газа составляет 15 %;
- 4) по отчетности среднегодовой объем поступлений агропромышленного предприятия от продажи всех видов продукции составляет 193 754 тыс. руб., тогда от тепличных растений условно принята пятая часть с учетом всех видов производимой продукции – 38 750 тыс. руб.;
- 5) до реализации проекта крупной биогазовой установки на агропромышленном предприятии для переработки отходов использовались вертикальные компостеры объемом 200 куб. м;
- 6) при оценке экономии на постгарантийном обслуживании вертикальных компостеров принято, что подобное оборудование приобреталось на предприятии ранее, а годовой гарантийный срок его обслуживания закончился;
- 7) для ежедневного обслуживания заявленного объема отходов требуется примерно 100 шт. вертикальных компостеров; среднегодовая стоимость технического и постгарантийного обслуживания каждого компостера оценена в 500 тыс. руб.;
- 8) за счет получения лицензионно-разрешительной документации на переработку и утилизацию производимых отходов в биогазовой установке агропромышленное предприятие освобождается от платы за негативное воздействие на окружающую среду;
- 9) годовая экономия за счет потребления биометана вместо альтернативных источников оценена с учетом требуемых объемов потребления частными потребителями (табл. 17 и 18) и средней оптовой цены на природный газ в Свердловской области, принятой с 1 июля 2024 г. в размере 5 388,5 руб. за 1 000 куб. м;
- 10) остающегося после газоснабжения частных потребителей объема биометана полностью достаточно не только для обеспечения функционирования самой установки, но и агропромышленному предприятию для удовлетворения собственных нужд;
- 11) при оценке норм потребления биометана частными потребителями принято, что нормы потребления биометана по физико-химическим характеристикам с незначительной погрешностью соответствует нормам потребления магистрального газа (табл. 7);

- 12) для обеспечения единства расчетов учитывается только объем производимого биометана по нормам потребления в Свердловской области, включая все возможные направления потребления;
- 13) начиная с 2028 г. в расчет включен так называемый «экологический эффект» – экономия на плате за выбросы углекислого газа в атмосферу, который планируется ввести на российском рынке;
- 14) цена за тонну эквивалента CO₂ принята на уровне \$6 [5], что по текущему курсу эквивалентно 550 руб.

Таблица 17. Требуемый объем биометана частным потребителям

Table 17. Required volume of biomethane for private consumers

№	Направления потребления	Норма на семью в месяц, куб. м	Норма на поселок в месяц, куб. м
1	Приготовление пищи	40,80	4 080
2	Подогрев воды	40,00	4 000
3	Отопление	1 125,00	112 500
Итого на поселение в месяц (июнь-сентябрь)			8 080
Итого на поселение в месяц (октябрь-май)			120 580
Итого на поселение в год			996 960

Таблица 18. Структура производства и потребления биометана

Table 18. Structure of biomethane production and consumption

№	Показатель	В сутки	В месяц		В год
			июнь-сентябрь	октябрь-май	
1	Объем производства установкой, куб. м	25 000	750 000	750 000	9 125 000
2	Объем потребления частными потребителями, куб. м	—	8 080	120 580	996 960
3	Объем потребления предприятием, куб. м	—	741 920	629 420	8 128 040

Фактический горизонт проекта для частных потребителей составляет 23,5 года с учетом полуторагодичного срока проектирования, строительства и ввода в эксплуатацию установки. Именно через 1,5 года частные потребители начинают оплачивать установленную часть расходов и потреблять поставляемую энергию. Поэтому платежи за пользование электроэнергией как вынужденной альтернативы газу не включаются в полную стоимость проекта. По данным табл. 17 и 18, общий объем потребления биометана частными

ми потребителями за данный период составляет 23 653,6 тыс. куб. м, а агропромышленного предприятия – 190 721,4 тыс. куб. м.

Обязательные расходы частных потребителей вне зависимости от последующего сценарного распределения связаны с приобретением (табл. 3) и обслуживанием требуемого оборудования (табл. 4 за исключением строки 9, которая уже включена в стоимость затрат установки), а также подключением домов к газопроводу от границ участка (табл. 2, строка 5). Тогда полная дисконтированная сумма обязательных расходов на поселение равна 61 886,42 тыс. руб. (618,86 тыс. руб. на один дом).

Для оценки экономической целесообразности данной технологии для частных потребителей в табл. 19 предложены пять сценариев возможного распределения затрат с агропромышленным предприятием с учетом полученных доходов и экономии.

Таблица 19. Сценарии распределения затрат

Table 19. Cost distribution scenarios

	Сценарии распределения затрат, доли затрат, %												
	Сценарий 1			Сценарий 2			Сценарий 3			Сценарий 4			Сценарий 5
Группы затрат	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Частные потребители	0	0	0	50	50	50	11	11	11	0	11	0	
Агропромышленное предприятие	100	100	100	50	50	50	89	89	89	100	89	100	

В первом сценарии, когда агропромышленное предприятие самостоятельно покрывает все расходы на биогазовую установку, а частные потребители – только собственные обязательные расходы, показатель LCOG для них составит 2,62 руб. Для предприятия общие расходы равны 2 519 206,01 тыс. руб., LCOG – 13,21 руб.

Во втором сценарии все оставшиеся затраты предлагается разделить поровну между предприятием и частными потребителями. Тогда общая величина затрат для частных потребителей равна 13 214,89 тыс. руб. на один дом, LCOG – 55,87 руб., а для предприятия – 1 259 603,01 тыс. руб. и 6,60 руб. соответственно.

Третий сценарий построен по принципу соответствия доли потребления биометана и оплачиваемых затрат на установку. По табл. 18 потребление биометана частными потребителями составляет 11 %, что принято за долю оплачиваемых ими расходов по сценарию. Расчеты показали, что общая стоимость установки для частных потребителей составит 3 389,99 тыс. руб.

на один дом при LCOG – 14,33 руб., а для предприятия – 2 242 093,35 тыс. руб. при LCOG – 11,76 руб.

В четвертом сценарии заложена гипотеза о том, что предприятие должно полностью финансировать единовременные затраты на строительство и утилизацию биогазовой установки, а частные потребители – только часть эксплуатационных затрат пропорционально доле потребления. Тогда общая стоимость проекта на один дом составляет 2 168,60 тыс. руб., а LCOG – 9,17 руб. Для предприятия стоимость равна 2 364 232,26 тыс. руб. при LCOG – 12,40 руб.

Пятый сценарий предполагает оценку максимально возможной доли затрат частных потребителей при обеспечении LCOG на уровне не ниже значения наиболее выгодной альтернативы – магистрального газоснабжения. Расчеты показали, что для обеспечения приведенной стоимости газа не выше 7,13 руб. максимальные затраты частных потребителей на один дом составят 1 686,50 тыс. руб. Тогда для предприятия минимальные затраты равны 2 412 442,55 тыс. руб. при минимальном LCOG – 12,65 руб. В результате без учета величины обязательных затрат со стороны поселения максимальная доля частных потребителей в общей структуре затрат на крупную биогазовую установку составляет 4,2 %.

Итоговые показатели экономической эффективности альтернативных технологий газификации частных потребителей обобщены в табл. 20.

Таблица 20. Сравнительная оценка эффективности альтернативных проектов

Table 20. Comparative evaluation of the effectiveness of alternative projects

№	Альтернативные проекты	Полная дисконтированная стоимость (для одного дома), тыс. руб.	LCOG для частных потребителей, руб. за куб. м	Полная дисконтированная стоимость (для предприятия), тыс. руб.	LCOG для предприятия, руб. за куб. м
1	Магистральное централизованное газоснабжение	1 786,96	7,13	н/р	н/р
2.1	Сжиженный газ (27-литровые баллоны)	6 769,24	27,16	н/р	н/р
2.2	Сжиженный газ (50-литровые баллоны)	5 158,57	20,70	н/р	н/р
2.3	Сжиженный природный газ (газгольдер объемом 4,3 тыс. литров)	4 628,96	18,57	н/р	н/р

Окончание табл. 20

№	Альтернативные проекты	Полная дисконтированная стоимость (для одного дома), тыс. руб.	LCOG для частных потребителей, руб. за куб. м	Полная дисконтированная стоимость (для предприятия), тыс. руб.	LCOG для предприятия, руб. за куб. м
2.4	Сжиженный природный газ (газгольдер объемом 8,5 тыс. литров)	4 804,06	19,28	н/р	н/р
3.1	Крупная биогазовая установка (сценарий 1)	618,86	2,62	2 519 206,01	13,21
3.2	Крупная биогазовая установка (сценарий 2)	13 214,89	55,86	1 259 603,01	6,60
3.3	Крупная биогазовая установка (сценарий 3)	3 389,99	14,33	2 242 093,35	11,76
3.4	Крупная биогазовая установка (сценарий 4)	2 168,60	9,17	2 364 232,26	12,40
3.5	Крупная биогазовая установка (сценарий 5)	1 686,50	7,13	2 412 442,55	12,65

5. Обсуждение

Проведенные расчеты показали, что среди распространенных традиционных способов энергоснабжения частных потребителей – магистральное газоснабжение и сжиженный природный газ – экономически обоснованным на рынке однозначно остается магистральное централизованное газоснабжение. Данная технология требует как минимум четыре месяца на согласование проекта и строительство газопровода по сравнению с практически мгновенным использованием сжиженного природного газа. Однако полная стоимость первой альтернативы существенно ниже приобретения и обслуживания сжиженного природного газа – до четырех раз по разным сценариям. Приведенная стоимость варьируется в аналогичных пределах.

Поэтому реальной экономической альтернативой магистральному газоснабжению для частных потребителей, проживающих на удаленных территориях от проложенного газопровода, может стать только строительство крупной биогазовой установки и соответствующей инфраструктуры на базе агропромышленного предприятия. Причем данное предприятие долж-

но обеспечить не только требуемый объем исходного сырья, но и первоначальные инвестиции для реализации проекта. Несмотря на то, что затраты на строительство и обслуживание подобной биогазовой установки в сотни раз превышают стоимость альтернативных проектов, однако часть из них покрывается за счет доходов и экономии от эксплуатации установки. Помимо этого, условиями предусмотрено сценарное распределение оставшихся затрат с частными потребителями.

Среди предложенных по биогазовой установке сценариев экономически целесообразными для частных потребителей являются первый и пятый. В первом сценарии частные потребители оплачивают только обязательные расходы, связанные с приобретением и обслуживанием газового и иного оборудования, а также подключением домов жилой территории к сети, а 100 % оставшихся расходов несет агропромышленное предприятие. Тогда LCOG для частных потребителей составляет 2,62 руб., что ниже аналогично показателя магистрального газоснабжения практически в три раза. Для агропромышленного предприятия LCOG в среднем равен 13,21 руб. за куб. м, что существенно выше средней оптовой цены на газ, принятой в Свердловской области с 1 июля 2024 г. (5 388,5 руб. за 1 000 куб. м). Но в оптовой цене не учтены необходимые полные затраты предприятия в случае строительства и эксплуатации собственной магистральной инфраструктуры, как уже сделано в проекте биогазовой установки. Поэтому сейчас и в последующем проводить подобную сравнительную оценку некорректно.

Последующие три сценарии распределения затрат стали нецелесообразными для частных потребителей из-за высокого LCOG по сравнению с магистральным газом – до 7,8 раз. Поэтому в качестве наиболее реалистичного рассмотрен пятый сценарий – до 4,2 % затрат частных потребителей в структуре стоимости биогазовой установки. В таком случае для частных потребителей LCOG биогазового проекта выравнивается с магистральным газоснабжением (по 7,13 руб.). При последующем снижении доли затрат (ниже 4,2 %) данная альтернатива приведет к еще более привлекательному экономическому результату для частных потребителей.

Следует отметить, что при расчете проекта биогазовой установки принята пятикилометровая длина газопровода до поселения, обеспечивающая строительство требуемой санитарно-защитной зоны, а в случае магистрального газа – минимальная стометровая длина (табл. 2 и пояснения к табл. 15). В случае увеличения длины строящегося газопровода до границы поселения в первой альтернативе проект биогазовой установки становится более экономически привлекательным для частных потребителей.

Полученные результаты доказывают, что выдвинутая гипотеза о возможности использования крупных биогазовых установок как экономически обоснованной альтернативы магистральному газоснабжению и иным технологиям независимо от удаленности проживания частных потребителей полностью

подтверждена. Так, обоснованы сценарии распределения затрат, при которых средневзвешенная стоимость газа, получаемая от биогазовой установки, не только выравнивается с магистральным газоснабжением, но и имеет потенциал к сокращению до трех раз. Использование сжиженного природного газа ведет к увеличению LCOG в 10 раз по сравнению с первым сценарием крупной биогазовой установки и почти до четырех раз – с пятым сценарием.

В настоящий момент сложно провести объективную верификацию полученных количественных результатов с работами других авторов. Это связано с тем, что большинство исследований посвящено изучению экономической эффективности либо крупных биогазовых установок, обслуживающих потребности исключительно бизнеса, либо малых установок, принадлежащих частным потребителям.

В ходе литературного обзора не выявлено кейсов совместного использования биогазовых установок предприятием и частными потребителями. Следует отметить соответствие предложенного авторами подхода общим методическим трендам оценки эффективности крупных (больших) биогазовых установок. Так, разработанный подход основан на расчете экономической эффективности биогазовой установки, которая косвенно дополняется оценкой возможного экологического эффекта. В качестве подобного эффекта рассматриваются снижение выбросов углекислого газа, экологически безопасная переработка отходов и общее снижение негативного воздействия на окружающую среду через величину соответствующих доходов и экономии (табл. 16). Аналогичные принципы экологической оценки биогазовых проектов соблюдаются Zhang и Xu [8].

Помимо этого, авторами предложено сокращать капитальные и текущие затраты на биогазовую установку за счет возникновения дополнительного дохода, например от продажи удобрений и роста урожайности тепличных растений, как это показано Друзьяновой и Рожиной [35], Фадеевой и Васильевой [36]. Однако авторами предложено дополнить подобные доходы экономией от иных видов деятельности, например на постгарантийном обслуживании оборудования для переработки отходов и освобождения от ряда обязательных платежей.

Другим отличием является соблюдение комплексности при проведении сравнительной оценки – предложены три базовые технологии, а внутри каждой изучено несколько сценариев. Обзор показал, что в работах, как правило, проводится сравнение биогазовых установок только с одной технологией – например с централизованным электроснабжением – Wang et al. [7] или использованием углеводородного топлива – Awafo и Amenorfe [6].

Ограничения по использованию полученных результатов в первую очередь обусловлены территориальной привязкой данного исследования. Тарифы на газ, электроэнергию и пр., а также цены на оборудование, комплектующие и требуемые услуги оценены для Свердловской области. Но достаточно де-

тальное представление расчетов позволяет провести подобную оценку и для других российских регионов. Прочие допущения, принятые в ходе расчетов представлены в виде пояснений к соответствующим таблицам.

6. Заключение

Проведенная сравнительная оценка экономической эффективности трех технологий энергообеспечения частных потребителей подтвердила, что в российских регионах возможно развитие рынка биогазовых технологий в качестве обоснованной альтернативы традиционным способам.

Как результат выявлена новая закономерность, позволяющая обеспечить устойчивое развитие российских регионов, – существует экономически обоснованная технология энергоснабжения частных потребителей, проживающих как по близости, так и в удалении от магистральных газопроводов. Подобной альтернативой магистральному газоснабжению является строительство на базе агропромышленного предприятия объекта возобновляемой энергетики – крупной биогазовой установки. Расчеты технико-экономических показателей по всем альтернативам подтвердили, что данная технология способна полностью обеспечить энергией среднее сельское поселение российского региона. Причем средневзвешенная стоимость газа не будет превышать стоимость магистрального газоснабжения, а по сравнению с проектом сжиженного природного газа – ниже от 4 до 10 раз по различным сценариям. Однако обязательным условием для реализации такой альтернативы является наличие в непосредственной близости от поселения агропромышленного предприятия, которое не только имеет финансовые и производственные возможности для реализации данного проекта, но и способно обеспечить биогазовую установку требуемым объемом исходного сырья.

Следовательно, выдвинутая гипотеза о возможности использования крупных биогазовых установок в качестве обоснованной альтернативы традиционным технологиям газоснабжению полностью подтверждена.

Для частных потребителей выгоды от реализации проекта биогазовой установки состоят в следующем:

во-первых, достижение экономически привлекательной приведенной стоимости газа по сравнению с рассмотренными альтернативами;

во-вторых, возможность более оперативной реализации проекта энергообеспечения потребителей, проживающих на удаленных от магистрального газопровода территориях, по сравнению со сроками согласования и строительства централизованного газопровода;

в-третьих, устойчивое энергоснабжение домов на удаленных территориях в течение года, достаточное для удовлетворения всех потребностей – от приготовления пищи до отопления в зимний период;

в-четвертых, постоянный контроль и оперативное обслуживание газовых сетей на местах специальными службами агропромышленного предприятия;

в-пятых, независимость от региональных планов, предусматривающих зачастую длительные сроки согласования проектов магистрального газоснабжения; *в-шестых*, отсутствие необходимости дополнительных временных и финансовых затрат на согласование и контроль технической документации проектов.

Для агропромышленного предприятия подобный проект также несет ряд преимуществ, в первую очередь не связанных с достижением экономически привлекательной стоимости газа: 1) переработка и утилизация 100 % отходов от основных видов деятельности, предусмотренных действующим законодательством в обязательном порядке, без дополнительных затрат на подрядные организации и возможных штрафов за невыполнение данных требований; 2) получение льгот или освобождение от экологических и иных обязательных платежей, которые уже введены, планируются к введению в ближайшее время, а также будут поэтапно индексироваться; 3) указанные выше преимущества также связаны с выполнением экологической и климатической повестки (в перспективе – обязательств): снижение выбросов парниковых газов в атмосферу и экологичная утилизация отходов; 4) диверсификация бизнеса за счет расширения основных направлений деятельности: продажа удобрений, в перспективе – углекислого газа; 5) возможность выхода на региональные розничные рынки электроэнергии с проектом крупной биогазовой установки; это позволит получить льготный тариф на производимую энергию в рамках существующих программ поддержки возобновляемой энергетики в регионах и позволит снизить стоимость строительства и эксплуатации объекта; 6) получение автономности от региональных газовых сетей и отсутствие необходимости строительства магистрального газопровода и сопутствующей инфраструктуры в случае удаленного расположения предприятия.

Полученные результаты позволяют использовать их при оценке экономической эффективности использования крупных биогазовых установок в случае обоснования целесообразности выхода агропромышленного предприятия на региональный розничный рынок электроэнергии в качестве самостоятельного игрока – производителя электроэнергии.

Важным направлением будущих исследований является разработка условий, способствующих активизации рынка биогазовых технологий на уровне российских регионов. В первую очередь это связано с развитием авторской концепции частных рынков энергообеспечения промышленных и частных потребителей, а также системы государственной поддержки данного сектора.

Список использованных источников

1. Федорова Е., Федорова В., Вовкодав К., Каджаева Е. Природный газ и новые источники энергии: путь от конкуренции к синергии // Энергетическая политика. 2022. № 7 (173). С. 26–37. http://doi.org/10.46920/2409-5516_2022_7173_26
2. Chebotareva G. S., Dvinayninov A. A. Economic feasibility of gasification scenarios in remote areas (the case of Sverdlovsk region, Russia) // R-Economy. 2023. Vol. 9, No. 1. Pp. 5–18. <http://doi.org/10.15826/recon.2023.9.1.001>

3. Chebotareva G., Strielkowski W., Berdnikov A., Tinarsky D. Regional perspective on prospects and risks of the renewable energy in Russia // *Energy Science and Engineering*. 2024. Vol. 12, Issue 10. Pp. 4139–4165. <https://doi.org/10.1002/ese3.1868>
4. 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. <http://doi.org/10.15826/vestnik.2021.20.3.023>
5. Chebotareva G., Čábelková I., Strielkowski W., Smutka L., Zielińska-Chmielewska A., Bielski S. The Role of State in Managing the Wind Energy Projects: Risk Assessment and Justification of the Economic Efficiency // *Energies*. 2023. Vol. 16, Issue 12. 4807. <http://doi.org/10.3390/en16124807>
6. Awafo E. A., Amenorfe J. Techno-economic studies of an industrial biogas plant to be implemented at Kumasi Abattoir in Ghana // *Scientific African*. 2021. Vol. 11. e00712. <http://doi.org/10.1016/j.sciaf.2021.e00712>
7. 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 energy evaluation based on LCA // *Journal of Cleaner Production*. 2014. Vol. 65. Pp. 234–245. <http://doi.org/10.1016/j.jclepro.2013.09.001>
8. Zhang C., Xu Y. Economic analysis of large-scale farm biogas power generation system considering environmental benefits based on LCA: A case study in China // *Journal of Cleaner Production*. 2020. Vol. 258. 120985. <http://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120985>
9. Wehner M., Lichtmannegger T., Robra S., et al. The economic efficiency of the co-digestion at WWTPs: A full-scale study // *Waste Management*. 2021. Vol. 133. Pp. 110–118. <http://doi.org/10.1016/j.wasman.2021.07.031>
10. Fareed M. I., Ur Rehman M. A., Ahmad S., Ghaffar I. Techno-Economic Feasibility of Biogas Plants in Pakistan // *Acta Scientific Microbiology*. 2019. Vol. 2, Issue 10. Pp. 85–90. <http://doi.org/10.31080/ASMI.2019.02.0377>
11. Adeoti O., Ilori M. O., Oyeibisi T. O., Adekoya L. O. Engineering design and economic evaluation of a family-sized biogas project in Nigeria // *Technovation*. 2000. Vol. 20, Issue 2. Pp. 103–108. [http://doi.org/10.1016/S0166-4972\(99\)00105-4](http://doi.org/10.1016/S0166-4972(99)00105-4)
12. Esposito L., Vecchio C., Cattaneo G., Gu Z., Scotto di Perta E. Addressing Challenges and Outcomes in the Biogas Sector: An Analysis of Efficiency, Economic Savings, and Environmental Impacts Using an Advanced SWOT Model // *Energies*. 2023. Vol. 16, Issue 21. 7413. <http://doi.org/10.3390/en16217413>
13. Аничин В. Л., Добрунова А. И., Акупиян О. С. Анализ субсидирования товаропроизводителей АПК Белгородской области // *Экономика сельского хозяйства России*. 2024. № 2. С. 51–55. <http://doi.org/10.32651/242-51>
14. Elyakova I. D., Noyeva E. Y., Khristoforov A. A. et al. Prospects for development of renewable energy sources to preserve the ecosystem of Arctic Zone of Russia // *Indian Journal of Science and Technology*. 2016. Vol. 9, Issue 46. 107556. <http://doi.org/10.17485/ijst/2016/v9i46/107556>
15. Rafiee A., Khalilpour K. R., Prest J., Skryabin I. Biogas as an energy vector // *Biomass and Bioenergy*. 2021. Vol. 144. 105935. <http://doi.org/10.1016/j.biombioe.2020.105935>
16. Kozłowski K., Pietrzykowski M., Czekala W. et al. Energetic and economic analysis of biogas plant with using the dairy industry waste // *Energy*. 2019. Vol. 183. Pp. 1023–1031. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2019.06.179>
17. Kusz D., Kusz B., Wicki L. et al. The Economic Efficiencies of Investment in Biogas Plants – A Case Study of a Biogas Plant Using Waste from a Dairy Farm in Poland // *Energies*. 2024. Vol. 17, Issue 15. 3760. <http://doi.org/10.3390/en17153760>
18. Ciula J., Gaska K., Iljuczonek L., Generowicz A., Koval V. Energy efficiency economics of conversion of biogas from the fermentation of sewage sludge to biomethane as a fuel for automotive vehicles // *Architecture Civil Engineering Environment*. 2019. Vol. 12, Issue 2. Pp. 131–140. <http://doi.org/10.21307/ACEE-2019-029>

19. Klimek K., Kaplan M., Syrotyuk S. et al. Investment Model of Agricultural Biogas Plants for Individual Farms in Poland // *Energies*. 2021. Vol. 14, Issue 21. 7375. <http://doi.org/10.3390/en14217375>
20. Wang J., Chai Y., Shao Y., Qian X. Techno-economic Assessment of Biogas Project: a Longitudinal Case Study from Japan // *Resources, Conservation & Recycling*. 2021. Vol. 164. 105174. <http://doi.org/10.1016/j.resconrec.2020.105174>
21. Nurgaliev T., Koshelev V., Muller J. Simulation Model for Biogas Project Efficiency Maximization // *BioEnergy Research*. 2023. Vol. 16. Pp. 1084–1098. <http://doi.org/10.1007/s12155-022-10484-4>
22. An J., Sokolinskaya N. E. Economic valuation of biogas production in Russia // *Journal of Physics: Conference Series*. 2019. Vol. 1399, Issue 3. 033072. <http://doi.org/10.1088/1742-6596/1399/3/033072>
23. Meyer E. L., Overen O. K., Obileke K. C. et al. Financial and economic feasibility of bio-digesters for rural residential demand-side management and sustainable development // *Energy Reports*. 2021. Vol. 7. Pp. 1728–1741. <http://doi.org/10.1016/j.egy.2021.03.013>
24. Tsagarakis K. P., Papadogiannis C. Technical and economic evaluation of the biogas utilization for energy production at Iraklio Municipality, Greece // *Energy Conversion and Management*. 2006. Vol. 47, Issues 7–8. Pp. 844–857. <http://doi.org/10.1016/j.enconman.2005.06.017>
25. Volpi M. P. C., Fuess L. T., Moraes B. S. Economic performance of biogas production and use from residues co-digestion in integrated 1G2G sugarcane biorefineries: Better electricity or biomethane? // *Energy Conversion and Management*. 2023. Vol. 277. 116673. <http://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.116673>
26. Mohammed M., Egyir I. S., Donkor A. K. et al. Feasibility study for biogas integration into waste treatment plants in Ghana // *Egyptian Journal of Petroleum*. 2017. Vol. 26, Issue 3. Pp. 695–703. <http://doi.org/10.1016/j.ejpe.2016.10.004>
27. Chen L., Cong R., Shu B., Mi Z. A sustainable biogas model in China: The case study of Beijing Deqingyuan biogas project // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 78. Pp. 773–779. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.027>
28. Buragohain S., Mohanty K., Mahanta P. Hybridization of solar photovoltaic and biogas system: Experimental, economic and environmental analysis // *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 2021. Vol. 45. 101050. <http://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101050>
29. Abbas T., Ali G., Adil S. A., Bashir M. K., Kamran M. A. Economic analysis of biogas adoption technology by rural farmers: The case of Faisalabad district in Pakistan // *Renewable Energy*. 2017. Vol. 107. Pp. 431–439. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2017.01.060>
30. Lawson N., Alvarado-Morales M., Tsapekos P., Angelidaki I. Techno-Economic Assessment of Biological Biogas Upgrading Based on Danish Biogas Plants // *Energies*. 2021. Vol. 14, Issue 24. 8252. <http://doi.org/10.3390/en14248252>
31. Govender I., Thopil G. A., Inglesi-Lotz R. Financial and economic appraisal of a biogas to electricity project // *Journal of Cleaner Production*. 2019. Vol. 214. Pp. 154–165. <http://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.12.290>
32. ial and economic feasibility of power generation using biogas from food waste in Ghana: Evidence from Accra and Kumasi // *Energy*. 2021. Vol. 226. 120342. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120342>
33. Canote S. J. B., Barros R. M., Lora E. E. S. et al. Energy and Economic Evaluation of the Production of Biogas from Anaerobic and Aerobic Sludge in Brazil // *Waste and Biomass Valorization*. 2021. Vol. 12. Pp. 947–969. <http://doi.org/10.1007/s12649-020-01046-w>
34. Silva H. L. D. C. E., Córdova M. E. H., Barros R. M. et al. Lab-scale and economic analysis of biogas production from swine manure // *Renewable Energy*. 2022. Vol. 186. Pp. 350–365. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2021.12.114>
35. Сивцева Ж. Г., Друзьянова В. П., Спиридонова А. В., Самуйло В. В., Панова Е. В. Пиролизная технология для создания автономного электроснабжения // *Дальневосточный аграрный вестник*. 2023. Т. 17, № 3. С. 127–137. http://doi.org/10.22450/19996837_2023_3_127

36. *Фадеева Н. А., Васильев О. А.* Эффективность применения продуктов переработки биогазовой установки в тепличном хозяйстве // Вестник Казанского ГАУ. 2018. Т. 12, № 4. С. 42–44. http://doi.org/10.12737/article_5a5f05a3301649.45392015

37. *Sritrakul N., Hudakorn T.* The economic value and satisfaction of substituting LPG in households by a biogas network: A case study of Bo Rae Subdistrict in Chai Nat Province Thailand // Energy Reports. 2020. Vol. 6, Supplement 2. Pp. 565–571. <http://doi.org/10.1016/j.egy.2019.11.120>

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Чеботарева Галина Сергеевна

Кандидат экономических наук, доцент, старший научный сотрудник кафедры систем управления энергетикой и промышленными предприятиями Уральского федерального университета имени первого Президента России Б. Н. Ельцина, г. Екатеринбург, Россия (620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19); ORCID <https://orcid.org/0000-0001-7496-4927> e-mail: g.s.chebotareva@urfu.ru

Двинянинов Артем Андреевич

Младший научный сотрудник, старший преподаватель кафедры систем управления энергетикой и промышленными предприятиями Уральского федерального университета имени первого Президента России Б. Н. Ельцина, г. Екатеринбург, Россия (620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19); ORCID <https://orcid.org/0000-0002-9852-1861> e-mail: aadvinianinov@urfu.ru

Бердников Алексей Дмитриевич

Ассистент кафедры систем управления энергетикой и промышленными предприятиями Уральского федерального университета имени первого Президента России Б. Н. Ельцина, г. Екатеринбург, Россия (620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19); ORCID <https://orcid.org/0009-0009-7934-8854> e-mail: berdnikov.alexey@urfu.ru

Тинарский Данил Александрович

Ассистент кафедры систем управления энергетикой и промышленными предприятиями Уральского федерального университета имени первого Президента России Б. Н. Ельцина, г. Екатеринбург, Россия (620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19); ORCID <https://orcid.org/0009-0006-1355-9382> e-mail: danil.tinarsky@urfu.ru

БЛАГОДАРНОСТИ

Исследование выполнено при поддержке гранта РНФ № 23–78–01242, <https://rscf.ru/project/23-78-01242/>

ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ

Чеботарева Г. С., Двинянинов А. А., Бердников А. Д., Тинарский Д. А. Экономическая эффективность альтернативных технологий энергообеспечения потребителей Свердловской области // Journal of Applied Economic Research. 2025. Т. 24, № 1. С. 216–256. <https://doi.org/10.15826/vestnik.2025.24.1.008>

ИНФОРМАЦИЯ О СТАТЬЕ

Дата поступления 23 сентября 2024 г.; дата поступления после рецензирования 15 ноября 2024 г.; дата принятия к печати 29 ноября 2024 г.

Economic Efficiency of Alternative Energy Supply Technologies for Consumers in the Sverdlovsk Region

Galina S. Chebotareva  , Artyom A. Dvinayninov ,
Alexey D. Berdnikov , Danil A. Tinarsky 

Ural Federal University
named after the First President of Russia B. N. Yeltsin,
Yekaterinburg, Russia

 g.s.chebotareva@urfu.ru

Abstract. Decarbonization that has become a global trend in the contemporary economy is associated with the development of low-carbon energy, reduction of greenhouse gas emissions, etc. It is possible to effectively embrace this challenge through the use of large biogas plants. They allow autonomous and environmentally friendly provision of all energy needs of private consumers. However, existing social gasification programs may hinder the spread of ultra-capital-intensive biogas projects. The purpose is to assess the economic efficiency of replacing traditional methods of energy supply to private consumers in Russia's regions with alternative biogas technologies. It is hypothesized that biogas plants are a real economic alternative to mainline gas supply and other technologies, regardless of the distance to private consumers. The authors' approach is based on a discounted valuation of technologies during the life cycle, achieved savings, and scenario cost allocation. The efficiency indicator is the cost of gas consumed, and the decision is made on the basis of a comparative assessment in compliance with the principle of least cost. The objects are three alternatives – mainline, liquefied gas and a biogas plant. The calculations are carried out for a rural settlement located in the Sverdlovsk region. The scenario assessment proved that the hypothesis is fully justified. A large biogas plant can become an economic alternative to traditional energy supply, regardless of the distance between the consumers and the main networks. The main condition is that the owner is an agro-industrial enterprise that is able to provide the required amount of raw materials and cover 95 % of the costs, taking into account the savings achieved. The company's participation in the project is feasible as it is required to comply with waste disposal and eco-efficiency legislation. The paper theoretically substantiates the possible economic benefits for the enterprise, which is the area of future research. The findings are of theoretical and practical importance. This methodology can be applied when assessing the efficiency of using biogas plants when an agro-industrial enterprise enters the retail electricity market.

Key words: biogas plant; renewable energy; main gas supply; liquefied gas; economic efficiency.

JEL O22, Q35, Q42

References

1. Fedorova, E., Fedorova, V., Vovkodav, K., Kadzhaeva, E. (2022). Natural gas and new energy sources: the path from competition to synergy. *Energy Policy*, No. 7, 26–37. (In Russ.). http://doi.org/10.46920/2409-5516_2022_7173_26
2. Chebotareva, G.S., Dvinayninov, A.A. (2023). Economic feasibility of gasification scenarios in remote areas (the case of Sverdlovsk region, Russia). *R-Economy*, Vol. 9, No. 1, 5–18. <http://doi.org/10.15826/recon.2023.9.1.001>
3. Chebotareva, G., Strielkowski, W., Berdnikov, A., Tinarsky, D. (2024). Regional perspective on prospects and risks of the renewable energy in Russia. *Energy Science and Engineering*, Vol. 12, Issue 10, 4139–4165. <https://doi.org/10.1002/ese3.1868>

4. Chebotareva, G.S., Dvinayninov, A.A. (2021). An Economic Alternative to Replacing Centralized Gas Supply with Autonomous Biogas Facilities in Russian Cities. *Journal of Applied Economic Research*, Vol. 20, No. 3, 582–612. (In Russ.). <http://doi.org/10.15826/vestnik.2021.20.3.023>
5. Chebotareva, G., Čábelková, I., Strielkowski, W., Smutka, L., Zielińska-Chmielewska, A., Bielski S. (2023). The Role of State in Managing the Wind Energy Projects: Risk Assessment and Justification of the Economic Efficiency. *Energies*, Vol. 16, Issue 12, 4807. <http://doi.org/10.3390/en16124807>
6. Awafo, E.A., Amenorfe, J. (2021). Techno-economic studies of an industrial biogas plant to be implemented at Kumasi Abattoir in Ghana. *Scientific African*, Vol. 11, e00712. <http://doi.org/10.1016/j.sciaf.2021.e00712>
7. 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. <http://doi.org/10.1016/j.jclepro.2013.09.001>
8. Zhang, C., Xu, Y. (2020). Economic analysis of large-scale farm biogas power generation system considering environmental benefits based on LCA: A case study in China. *Journal of Cleaner Production*, Vol. 258, 120985. <http://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120985>
9. Wehner, M., Lichtmannegger, T., Robra, S., Precci Lopes, A.D.C., Ebner, C., Bockreis, A. (2021). The economic efficiency of the co-digestion at WWTPs: A full-scale study. *Waste Management*, Vol. 133, 110–118. <http://doi.org/10.1016/j.wasman.2021.07.031>
10. Fareed, M.I., Rehman, M.A., Ahmad, S., Ghaffar, I. (2019). Techno-Economic Feasibility of Biogas Plants in Pakistan. *Acta Scientific Microbiology*, Vol. 2, Issue 10, 85–90. <http://doi.org/10.31080/ASMI.2019.02.0377>
11. Adeoti, O., Ilori, M.O., Oyeibisi, T.O., Adekoya, L.O. (2000). Engineering design and economic evaluation of a family-sized biogas project in Nigeria. *Technovation*, Vol. 20, Issue 2, 103–108. [https://doi.org/10.1016/S0166-4972\(99\)00105-4](https://doi.org/10.1016/S0166-4972(99)00105-4)
12. Esposito, L., Vecchio, C., Cattaneo, G., Gu, Z., Scotto di Perta, E. (2023). Addressing Challenges and Outcomes in the Biogas Sector: An Analysis of Efficiency, Economic Savings, and Environmental Impacts Using an Advanced SWOT Model. *Energies*, Vol. 16, Issue 21, 7413. <http://doi.org/10.3390/en16217413>
13. Anichin, V.L., Dobrunova, A.I., Akupiiian, O.S. (2024). Analysis of subsidizing agricultural producers in the Belgorod region. *Economics of Agriculture of Russia*, No. 2, 51–55. (In Russ.). <http://doi.org/10.32651/242-51>
14. Elyakova, I.D., Noyeva, E.Y., Khristoforov, et al. (2016). Prospects for development of renewable energy sources to preserve the ecosystem of Arctic Zone of Russia. *Indian Journal of Science and Technology*, Vol. 9, Issue 46, 107556. <http://doi.org/10.17485/ijst/2016/v9i46/107556>
15. Rafiee, A., Khalilpour, K.R., Prest, J., Skryabin, I. (2021). Biogas as an energy vector. *Biomass and Bioenergy*, Vol. 144, 105935. <http://doi.org/10.1016/j.biombioe.2020.105935>
16. Kozłowski, K., Pietrzykowski, M., Czekala, W., et al. (2019). Energetic and economic analysis of biogas plant with using the dairy industry waste. *Energy*, Vol. 183, 1023–1031. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2019.06.179>
17. Kusz, D., Kusz, B., Wicki, L., et al. (2024). The Economic Efficiencies of Investment in Biogas Plants – A Case Study of a Biogas Plant Using Waste from a Dairy Farm in Poland. *Energies*, Vol. 17, Issue 15, 3760. <http://doi.org/10.3390/en17153760>
18. Ciula, J., Gaska, K., Iljuczzonek, L., Generowicz, A., Koval, V. (2019). Energy efficiency economics of conversion of biogas from the fermentation of sewage sludge to biomethane as a fuel for automotive vehicles. *Architecture Civil Engineering Environment*, Vol. 12, Issue 2, 131–140. <http://doi.org/10.21307/ACEE-2019-029>
19. Klimek, K., Kaplan, M., Syrotyuk, S., et al. (2021). Investment Model of Agricultural Biogas Plants for Individual Farms in Poland. *Energies*, Vol. 14, Issue 21, 7375. <http://doi.org/10.3390/en14217375>

20. Wang, J., Chai, Y., Shao, Y., Qian, X. (2021). Techno-economic Assessment of Biogas Project: a Longitudinal Case Study from Japan. *Resources, Conservation & Recycling*, Vol. 164, 105174. <http://doi.org/10.1016/j.resconrec.2020.105174>
21. Nurgaliev, T., Koshelev, V., Muller, J. (2023). Simulation Model for Biogas Project Efficiency Maximization. *BioEnergy Research*, Vol. 16, 1084–1098. <http://doi.org/10.1007/s12155-022-10484-4>
22. An, J., Sokolinskaya, N.E. (2019). Economic valuation of biogas production in Russia. *Journal of Physics: Conference Series*, Vol. 1399, Issue 3, 033072. <http://doi.org/10.1088/1742-6596/1399/3/033072>
23. Meyer, E.L., Overen, O.K., Obileke, K.C., et al. (2021). Financial and economic feasibility of bio-digesters for rural residential demand-side management and sustainable development. *Energy Reports*, Vol. 7, 1728–1741. <http://doi.org/10.1016/j.egy.2021.03.013>
24. Tsagarakis, K.P., Papadogiannis, C. (2006). Technical and economic evaluation of the biogas utilization for energy production at Iraklio Municipality, Greece. *Energy Conversion and Management*, Vol. 47, Issues 7–8, 844–857. <http://doi.org/10.1016/j.enconman.2005.06.017>
25. Volpi, M.P.C., Fuess, L.T., Moraes, B.S. (2023). Economic performance of biogas production and use from residues co-digestion in integrated IG2G sugarcane biorefineries: Better electricity or biomethane? *Energy Conversion and Management*, Vol. 277, 116673. <http://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.116673>
26. Mohammed, M., Egyir, I.S., Donkor, A.K., et al. (2017). Feasibility study for biogas integration into waste treatment plants in Ghana. *Egyptian Journal of Petroleum*, Vol. 26, Issue 3, 695–703. <http://doi.org/10.1016/j.ejpe.2016.10.004>
27. Chen, L., Cong, R., Shu, B., Mi, Z. (2017). A sustainable biogas model in China: The case study of Beijing Deqingyuan biogas project. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 78, 773–779. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.027>
28. Buragohain, S., Mohanty, K., Mahanta, P. (2021). Hybridization of solar photovoltaic and biogas system: Experimental, economic and environmental analysis. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Vol. 45, 101050. <http://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101050>
29. Abbas, T., Ali, G., Adil, S.A., Bashir, M.K., Kamran, M.A. (2017). Economic analysis of biogas adoption technology by rural farmers: The case of Faisalabad district in Pakistan. *Renewable Energy*, Vol. 107, 431–439. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2017.01.060>
30. Lawson, N., Alvarado-Morales, M., Tsapekos, P., Angelidaki, I. (2021). Techno-Economic Assessment of Biological Biogas Upgrading Based on Danish Biogas Plants. *Energies*, Vol. 14, Issue 24, 8252. <http://doi.org/10.3390/en14248252>
31. Govender, I., Thopil, G.A., Inglesi-Lotz, R. (2019). Financial and economic appraisal of a biogas to electricity project. *Journal of Cleaner Production*, Vol. 214, 154–165. <http://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.12.290>
32. Cudjoe, D., Nketiah, E., Obuobi, B., Adu-Gyamfi, G., Adjei, M., Zhu, B. (2021). Forecasting the potential and economic feasibility of power generation using biogas from food waste in Ghana: Evidence from Accra and Kumasi. *Energy*, Vol. 226, 120342. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120342>
33. Canote, S.J.B., Barros, R.M., Lora, E.E.S., et al. (2021). Energy and Economic Evaluation of the Production of Biogas from Anaerobic and Aerobic Sludge in Brazil. *Waste and Biomass Valorization*, Vol. 12, 947–969. <http://doi.org/10.1007/s12649-020-01046-w>
34. Silva, H.L.D.C., Córdova, M.E.H., Barros, R.M., et al. (2022). Lab-scale and economic analysis of biogas production from swine manure. *Renewable Energy*, Vol. 186, 350–365. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2021.12.114>
35. Sivtseva, Z.G., Druzyanova, V.P., Spiridonova, A.V., Samuilov, V.V., Panova, E.V. (2023). Pyrolysis technology for creating an autonomous power supply. *Far Eastern Agrarian Bulletin*, Vol. 17, Issue 3, 127–137. http://doi.org/10.22450/19996837_2023_3_127

36. Fadeeva, N.A., Vasilyev, O.A. (2018). Efficiency of processing products application of biogas plant in greenhouse farming. *Vestnik of Kazan State Agrarian University*, Vol. 12, No. 4, 42–44. (In Russ.). http://doi.org/10.12737/article_5a5f05a3301649.45392015
37. Sritrakul, N., Hudakorn, T. (2020). The economic value and satisfaction of substituting LPG in households by a biogas network: A case study of Bo Rae Subdistrict in Chai Nat Province Thailand. *Energy Reports*, Vol. 6, Supplement 2, 565–571. (In Russ.). <http://doi.org/10.1016/j.egy.2019.11.120>

INFORMATION ABOUT AUTHORS

Galina Sergeevna Chebotareva

Candidate of Economic Sciences, Associate Professor, Senior Researcher, Department of Energy and Industrial Enterprises Management Systems, Ural Federal University named after the first President of Russia B. N. Yeltsin, Yekaterinburg, Russia (620002, Yekaterinburg, Mira street, 19); ORCID <https://orcid.org/0000-0001-7496-4927> e-mail: g.s.chebotareva@urfu.ru

Artyom Andreevich Dvinayninov

Junior Researcher, Senior Lecturer, Department of Energy and Industrial Enterprises Management Systems, Ural Federal University named after the first President of Russia B. N. Yeltsin, Yekaterinburg, Russia (620002, Yekaterinburg, Mira street, 19); ORCID <https://orcid.org/0000-0002-9852-1861> e-mail: aadvinianinov@urfu.ru

Alexey Dmitrievich Berdnikov

Assistant, Department of Energy and Industrial Enterprises Management Systems, Ural Federal University named after the first President of Russia B. N. Yeltsin, Yekaterinburg, Russia (620002, Yekaterinburg, Mira street, 19); ORCID <https://orcid.org/0009-0009-7934-8854> e-mail: berdnikov.alexey@urfu.ru

Danil Alexandrovich Tinarsky

Assistant, Department of Energy and Industrial Enterprises Management Systems, Ural Federal University named after the first President of Russia B. N. Yeltsin, Yekaterinburg, Russia (620002, Yekaterinburg, Mira street, 19); ORCID <https://orcid.org/0009-0006-1355-9382> e-mail: danil.tinarsky@urfu.ru

ACKNOWLEDGMENTS

This research was supported by a grant of Russian Science Foundation (N 23–78–01242, <https://rscf.ru/en/project/23-78-01242/>).

FOR CITATION

Chebotareva, G.S., Dvinayninov, A.A., Berdnikov, A.D., Tinarsky, D.A. (2025). Economic Efficiency of Alternative Energy Supply Technologies for Consumers in the Sverdlovsk Region. *Journal of Applied Economic Research*, Vol. 24, No. 1, 216–256. <https://doi.org/10.15826/vestnik.2025.24.1.008>

ARTICLE INFO

Received September 23, 2024; Revised November 15, 2024; Accepted November 29, 2024.

