



Георгий Гелетуха,
председатель правления
Биоэнергетической
ассоциации Украины



Петр Кучерук,
член экспертного совета
Биоэнергетической
ассоциации Украины



Юрий Матвеев,
член правления
Биоэнергетической
ассоциации Украины

Перспективы производства и использования биометана в Украине

В статье рассмотрены перспективы развития нового для Украины направления возобновляемой энергетики — производства биометана (БМ), возможность, важность, целесообразность, а также рекомендации по развитию производства и использования биометана в Украине

Биометан при нормальных условиях является газообразным топливом с теплотворной способностью, близкой к ПГ (до 35 МДж/нм³). Сегодня биометан производят преимущественно путем очистки и обогащения биогаза, производимого биохимическими методами из различных видов органического сырья.

Производство биометана стремительно развивается в странах ЕС и имеет хорошие предпосылки и перспективы в Украине, а именно:

- высокая энергетическая интенсивность экономики Украины по сравнению с мировыми показателями. Необоснованно большое потребление природного газа, в том числе на нужды отсталых промышленных предприятий;



- критическая зависимость Украины от нестабильных поставок газа с внешних рынков, в том числе из России;
- высокие и нестабильные цены на природный газ, тенденция к их увеличению для всех категорий потребителей;
- большой потенциал производства биогаза из отходов АПК (3,2 млрд м³ СН₄ в год);
- большой потенциал производства биогаза/биометана (3,3 млрд м³ СН₄ в год) при использовании свободных пахотных плодородных земель под выращивание сырьевых энергетических культур при их потенциально меньшей себестоимости (по сравнению с производством западными странами);
- наличие значительного числа агрохолдингов, имеющих финансово-земельный потенциал для развития крупных проектов по производству биометана;
- развитая транспортная инфраструктура ПГ, включающая как магистральные трубопроводы, соединяющие Украину со странами Европы, так и сети распределительных трубопроводов, обеспечивающих большую часть населения Украины природным газом;
- традиции использования ПГ на транспорте, развитая сеть газовых заправочных станций (АГНКС).

Биометан можно производить как для внутреннего потребления (с подачей в газораспределительные сети и последующим потреблением для производства электрической или тепловой энергии, либо для использования в качестве автомобильного топлива), так и на экспорт (магистральными газопроводами, автомобильным, ж/д или морским транспортом).

Пока что в Украине нет примеров проектов производства биометана, как и не существует нормативной и законодательной базы для его использования.

РАЗВИТИЕ ПРОИЗВОДСТВА И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БИОМЕТАНА В МИРЕ

Общий объем производства первичной энергии из биогаза в странах ЕС в 2012 г. превысил 12 млн тонн н. э. (эквивалент 14,8 млрд м³ ПГ). Общее количество биогазовых

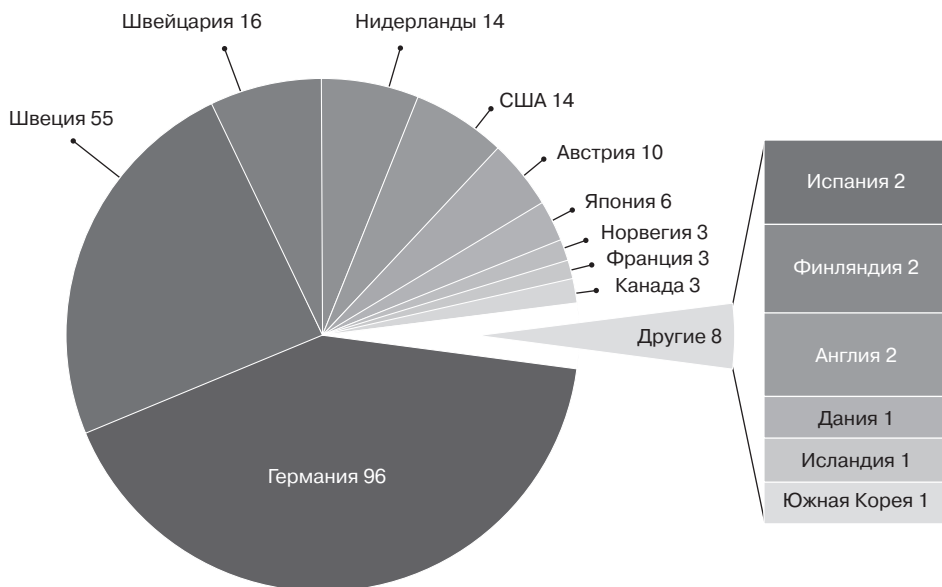
установок в 2014 году превысило 13 800 ед. Согласно национальным планам действий по развитию возобновляемой энергетики стран ЕС (NREAP), к 2020 г. ожидается производство биогаза в эквиваленте 28 млрд м³ ПГ. При этом ожидается, что использование земельных ресурсов для реализации заявленных энергетических планов не приведет к конкуренции с производством основных продуктов питания и кормов.

Доминирующим направлением энергетического использования биогаза является производство электроэнергии с последующей подачей в электрическую сеть. В последнее десятилетие начали интенсивно развиваться проекты производства биометана с последующей закачкой в сети ПГ.

Проекты производства биометана географически расположены в европейских странах, Северной Америке (США, Канада), а также дальневосточных странах: Японии и Южной Корее (Рис. 1).

Рис. 1

Количество проектов производства биометана в мире,
IEA Bioenergy Task 37, 2012





В настоящее время БМ производится в 15 европейских странах, его подача в сеть осуществляется в 11 странах (в Австрии, Чехии, Германии, Дании, Финляндии, Франции, Люксембурге, Нидерландах, Норвегии, Швеции, Великобритании). В 12 европейских странах (в Австрии, Чехии, Германии, Дании, Финляндии, Франции, Венгрии, Исландии, Италии, Нидерландах, Швеции, Великобритании) биогаз используется как моторное топливо (в чистом виде либо в смеси с ПГ). Биометан также используют для производства тепла (также в чистом виде либо в смеси с ПГ).

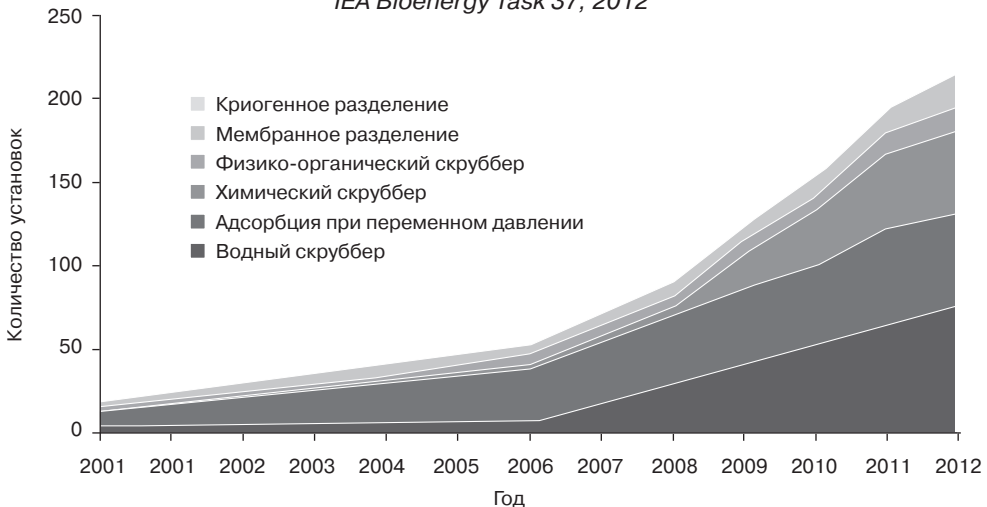
На сегодня общее количество биометановых станций в европейских странах достигло 250 ед., из которых 200 станций подают БМ в сеть ПГ.

Для очистки биогаза до биометана используются разные технологии. Наиболее распространена технология водяного скруббера, а также адсорбция при переменном давлении (АПД) и использование химического скруббера (Рис. 2).

Общее производство БМ в 2012 г. составило 0,76 млрд м³. По оценкам Европейской биогазовой ассоциации (ЕВА), к 2020 г. производство БМ в странах ЕС может достичь 8,9 млрд м³/год, к 2030 г. — 19,8 млрд м³/год. Согласно

Рис. 2

Технологии очистки биогаза до биометана в мире,
IEA Bioenergy Task 37, 2012





результатам исследований трех европейских биометановых проектов BIOMASTER, Green Gas Grids и Urban Biogas, к 2030 г. биометан сможет заместить 3 % общего потребления ПГ или 10 % общего потребления моторных топлив в ЕС. По данным NGVA (Natural and biogas Vehicle Association), производство БМ из 3,5–5,4 % биогаза может в 2020 г. заместить 10 % общего потребления газового моторного топлива или 0,5 % общего потребления моторных топлив в ЕС.

Наиболее динамично проекты производства БМ развиваются в Германии. Первая установка по производству биометана начала свою работу в 2006 году. За период с 2006 по 2013 г. число биометановых проектов выросло до 169 ед. При этом общая мощность по производству БМ увеличилась до 900 млн м³ БМ в год (Рис. 3). Большая часть проектов поставляла биометан в газовые сети, несколько проектов обеспечивали заправочные станции. Мощность биометановых проектов варьируется в стране в широких пределах. Самые крупные проекты производят до 10 000 м³/час биометана (Güstrow, Zörbig, Schwedt), мелкие проекты производят менее 300 м³/час биометана. Средняя проектная мощность по производству биометана составляет 550–600 м³/час.

По состоянию на декабрь 2013 г. первичная энергия биометана в Германии использовалась преимущественно в виде электрической энергии (68 %) и тепловой энергии (31 %).

Природный газ играет незначительную роль в транспортном секторе Германии. Примерно 90 тысяч автомобилей страны работает на природном газе (0,2 % автопарка). По этой причине лишь незначительная доля (1 %) БМ нашла применение в качестве моторного топлива. При этом количество газозаправочных станций достаточно велико и составляет 900 единиц, хотя плотность газозаправочной сети уступает плотности заправок на жидком топливе. Существует тенденция роста использования биометана в качестве МТ. В течение 2012 г. доля использования биометана на транспорте увеличилась с 6 до 15 % общего использования газового моторного топлива на рынке.

Федеральное правительство Германии поставило цель к 2020 г. увеличить производство БМ до 6 млрд м³/год и к 2030 г. — до 10 млрд м³/год. Сформулированы также цели дальнейшего увеличения использования БМ в качестве



моторного топлива. Выполнение этих целей будет сопровождаться увеличением количества газозаправочных станций с 900 до 1300 ед., введением нормы использования БМ на уровне 20 % в смеси с ПГ.

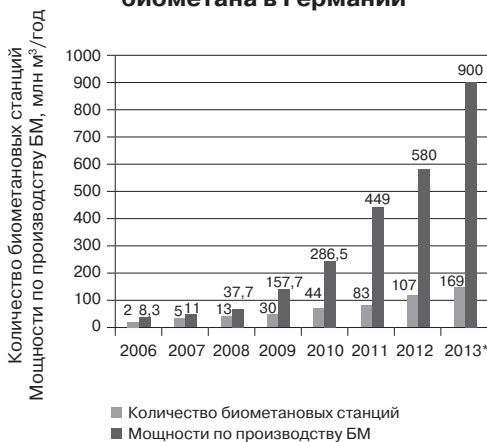
Швецию по праву считают лидером использования биометана на транспорте. По состоянию на 2012 г., здесь насчитывалось 55 биометановых станции (БМС), из которых лишь 11 поставляли БМ в сети ПГ. Общая производительность станций составляла порядка 135 млн м³ БМ в год. При среднем ежегодном росте потребления метана в качестве моторного топлива на 25 % доля биометана в 2009 году в Швеции в два раза превысила долю природного газа (Рис. 4).

В Швеции имеется развитая инфраструктурная сеть, позволяющая потреблять БМ в значительном количестве. В 2012 г. здесь насчитывалось 138 публичных и 57 ведомственных газозаправочных станций для БМ. Биометан использовали 44 тыс. автомобилей, в т. ч. 1800 автобусов и 600 грузовых автомобилей.

Для очистки биогаза в Швеции в основном используют технологию водяного скруббера (68,6 %), в меньшей степени АПД (14,7 %) и аминовый скруббер (16,7 %).

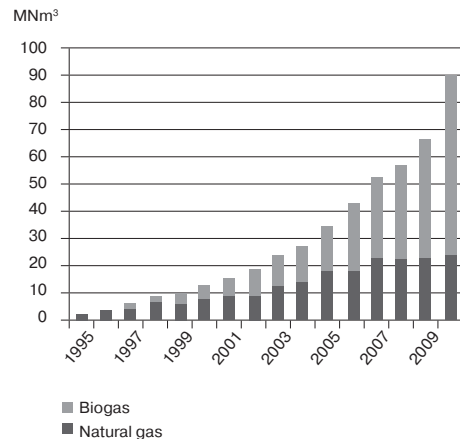
Рис. 3, 4

Рис. 3. Развитие производства биометана в Германии



* прогноз по заявленным проектам

Рис. 4. Развитие потребления метана транспортным сектором Швеции





В Швейцарии по состоянию на 2013 г. работало 19 БМС и 135 заправочных станций на БМ. Общая производительность БМС составляла около 53 млн м³ БМ в год. В Швейцарии хорошо развита инфраструктура для использования газового моторного топлива. Правительство поддерживает использование как сжатого, так и сжиженного газа, существует около 10 тысяч газовых автомобилей и 130 общественных заправочных станций.

Наиболее распространена очистка АПД (11 станций). Применяются также химический и аминовый скрубберы (по 3 станции), а также физико-органический скруббер (2 станции).

В Нидерландах в 2012 г. работали 21 БМС. Четыре станции производили биометан из биогаза с полигонов ТБО, 4 — из осадков сточных вод, 10 — из органической фракции ТБО и отходов промышленности, 3 — из биомассы АПК. На всех БМС была организована подача БМ в сеть ПГ. Общее производство БМ находится на уровне 100 млн м³ в год. Целью страны является производство биометана в 2020 году в энергетическом эквиваленте 24 ПДж (670 млн м³ CH₄).

В Австрии существуют многолетние традиции получения биогаза из ТБО, осадков сточных вод и промышленных отходов. Кроме производства биометана из биогаза, развиваются технологии газификации, а также исследовательские проекты по производству синтетического природного газа (bio-SNG). Пилотная установка по производству bio-SNG из древесины мощностью 120 куб. м/час запущена в 2006 году в городе Гюссинг.

Всего в стране работает более 500 биогазовых установок (БГУ). Первая станция по производству биометана заработала в 2005 г., на сегодня насчитывается 12 БМС общей производительностью около 24 млн м³ БМ в год. Большая часть станций подает БМ в сеть ПГ. В трех проектах организована непосредственная подача БМ на газозаправочные станции. Биометан преимущественно утилизируется на транспорте, а также для производства тепла.

В Австрии насчитывается около 6000 автомобилей на сжатом природном газе, потребляющих около 475 ТДж (2% потребления ПГ). Система из 170 газозаправочных станций является одной из наиболее развитых в Европе. Планируется увеличение количества заправок до 200. Развита



система блендирования ПГ с помощью добавки 20 % био-метана под брендом bio-CNG.

Наиболее распространенной технологией очистки био-газа является технология АД (5 станций). Применяются также технологии водяного и аминового скруббера, а также мембранного разделения.

ОБЩЕЕВРОПЕЙСКИЕ ПРОЕКТЫ РАЗВИТИЯ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ БМ

Развитие производства БМ в Европе сопровождается и стимулируется общеевропейскими проектами, например:

- **GreenGasGreeds** — проект, призванный содействовать производству и подаче БМ в сеть ПГ; в проекте участвует консорциум из 13 европейских партнерских компаний, координируемый Немецким Энергетическим Агентством (DENA);
- **BIOMASTER** — проект, поддерживаемый 17 партнерскими компаниями, призван содействовать использованию биометана на транспорте; проектом ставится также цель содействовать использованию метана в сети ПГ;
- **UrbanBiogas** — проект, призванный содействовать использованию биометана в локальных сетях ПГ городских населенных пунктов. Базовой идеей проекта является разработка проектов переработки муниципальных отходов в биометан в городах пяти европейских стран (Хорватия, Португалия, Австрия, Польша, Латвия). 🌱

Условные обозначения

АГНКС — автомобильная газонаполнительная компрессорная станция;
АПК — агропромышленный комплекс;
АД — адсорбция при переменном давлении;
БГУ — биогазовая установка;
БМ — биометан;
БМС — биометановая станция;
МТ — моторное топливо;
н.э. — нефтяной эквивалент;
Bio-SNG — синтетический природный газ биологического происхождения;
CNG — компримированный природный газ.

(Продолжение следует)



Георгий Гелетуха,
председатель правления
Биоэнергетической
ассоциации Украины



Петр Кучерук,
член экспертного совета
Биоэнергетической
ассоциации Украины



Юрий Матвеев,
член правления
Биоэнергетической
ассоциации Украины

Перспективы производства и использования биометана в Украине

(Продолжение. Начало в № 5/2015 г.)

ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА БИОМЕТАНА

Биометан можно производить тремя основными способами:

- микробиологическая ферментация органического материала с низким содержанием лигноцеллюлозных комплексов (ЛЦК), в основном сырья и отходов АПК, органической фракции ТБО, сточных вод и их осадков в контролируемых биореакторах с получением биогаза и последующей его очисткой от примесей с повышением содержания метана и доведением до качества ПГ;
- сбор биогаза на полигонах и свалках ТБО с последующей его очисткой от примесей и доведением до качества ПГ;
- газификация биомассы (с высоким содержанием ЛЦК, преимущественно древесины), с получением



синтез-газа (смесь водорода, монооксида углерода и метана) с последующей его метанизацией, очисткой и доведением до качества ПГ. Технология газификации и метанизации находится на стадии исследований и пилотных проектов.

Биогаз состоит преимущественно из CH_4 и CO_2 (суммарно до 98–99 %) и примесей (0–2 %). В зависимости от вида сырья и применяемой технологии состав биогаза может существенно отличаться, что во многом предопределяет технологию его очистки при производстве биометана. В Таблице 1 приведена сравнительная характеристика биогаза из разных источников.

Табл. 1

Состав и свойства биогаза из разных источников

Параметр	Единицы измерения	Биогаз с полигонов ТБО	Биогаз из навоза
Низшая теплотворная способность	МДж/нм ³	16	23
	кВт·ч/нм ³	4,4	6,5
	МДж/кг	12,3	20,2
Объемный вес	кг/нм ³	1,3	1,2
Число Уобба	МДж/нм ³	18	27
Метановое число	—	> 130	>135
Метан	об- %	45	63
Метан, вариация	об- %	35–65	53–70
Высшие гидрокарбонаты	об- %	0	0
Водород	об- %	0–3	0
Оксид углерода	об- %	0	0
Двуокись углерода	об- %	40	47
Двуокись углерода, вариация	об- %	15–50	30–47
Азот	об- %	15	0,2
Азот, вариация	об- %	5–40	—
Кислород	об- %	1	0
Кислород, вариация	об- %	0–5	—
Сероводород	ppm	< 100	< 1000
Сероводород, вариация	ppm	0–100	0–10000
Аммиак	ppm	5	<100
Общий хлор (в пересчете на Cl ⁻)	мг/нм ³	20–200	0–5

Важным отличием биогаза, собранного на полигонах ТБО, является вероятность повышенного содержания в нем азота, кислорода, соединений серы, хлора, силоксанов. В свою очередь, биогаз из отходов и сырья АПК отличается повышенным содержанием сероводорода и аммиака, силоксаны (соединения, содержащие в молекуле чередующиеся атомы кремния и кислорода) в нем практически отсутствуют.

Различные компоненты в биогазе могут оказывать разное влияние на системы последующей транспортировки и утилизации биометана. В *Таблице 2* приведены основные примеси в биогазе и характер их влияния.

В биогаз, откачиваемый на полигонах ТБО, наряду с азотом, может попадать кислород при инфильтрации воздуха сквозь тело полигона. Кислород способствует коррозии и образованию биообрастаний в газохранилищах. Приоритетной задачей, в случае производства биометана, является максимальное уменьшение попадания кислорода в биогаз, что достигается как применением соответствующих способов предварительной очистки, так и контролем попадания воздуха в системах откачки биогаза на полигонах ТБО.

Табл. 2

**Виды примесей в биогазе
из разных источников и характер их влияния**

Вид примеси	Источник образования	Характер влияния
1	2	3
CO ₂	Минерализация углерода органического вещества	Снижает общую калорийность, приводит к коррозии металлических частей оборудования вследствие образования слабой карбоновой кислоты
H ₂ S	Белки, навоз, органические отходы	Приводит к коррозии металлических частей, эмиссии SO ₂ при сжигании или H ₂ S при неполном сжигании, разрушает каталитический нейтрализатор
H ₂ O		Вследствие образования с другими веществами слабых кислот способствует коррозии металлических частей; повреждает измерительные приборы вследствие попадания конденсата; приводит к обледенению накопившейся влаги при высоких давлениях и относительно низкой температуре



1	2	3
NH_3	Белки	Приводит к увеличению антидетонационных свойств двигателей; обуславливает образование NO_x , способствует коррозии
N_2	С воздухом	Приводит к увеличению антидетонационных свойств двигателей; снижает общую калорийность
Силок-саны	Косметика, противопенные агенты, моющие средства. Присутствует в биогазе с полигонов ТБО и осадков СВ	Вследствие образования кварцевых частиц кремнезема приводит к истиранию движущихся частей оборудования
Пыль	Биогаз полигонов ТБО	Приводит к забиванию вентиляционных и дымовых труб

ВЫБОР МЕТОДОВ ОЧИСТКИ БИОГАЗА

Существует три основных причины, по которым нужно очищать биогаз:

- обеспечение соответствия требованиям к свойствам топлива, применяемого в различных типах оборудования (двигатели, котлы, топливные элементы и т. п.);
- увеличение калорийности газового топлива;
- стандартизация газовых топлив.

Методы очистки биогаза от примесей зависят от способа его дальнейшей утилизации. Так, например, при использовании биогаза для производства тепла в котлах, ограничения касаются лишь концентрации H_2S (не более 1000 ppm). При этом нет необходимости удалять влагу и углекислый газ. В случае применения биогаза в кухонных плитах существуют более высокие требования к очистке от H_2S . При сжигании биогаза в газопоршневых двигателях существуют определенные требования к содержанию H_2S (обычно не выше 200 ppm) и силоксанов, а также к избыточному содержанию влаги (не допускается образование конденсата). Наиболее строгие требования к очистке биогаза предъявляются в случае подачи его в сеть ПГ и при прямом использовании в качестве моторного топлива. В этом случае необходимо обогащение биогаза до качества ПГ.



МЕТОДЫ ОБОГАЩЕНИЯ БИОГАЗА ДО БИОМЕТАНА

Основным целевым компонентом удаления при обогащении биогаза до качества БМ является углекислый газ. Технология его удаления является определяющей в общей схеме очистки. Дополнительными этапами очистки являются предварительное удаление либо доочистка от примесей, преимущественно H_2S , влаги, силоксанов, а также возможная коррекция состава БМ по температуре точки росы и теплотворной способности в зависимости от требований применяемого стандарта. Важным компонентом схемы является очистка отходящих газов при сбросе в атмосферу.

В основе применяемых технологий обогащения биогаза лежат сорбционные, фильтрационные и криогенные методы. Существует 6 основных коммерческих технологий обогащения биогаза:

- Адсорбция при переменном давлении (АПД);
- Абсорбция водой (водяной скруббер);
- Физическая абсорбция органическими сорбентами;
- Химическая абсорбция органическими сорбентами;
- Мембранная сепарация;
- Криогенная сепарация.

АДСОРБЦИЯ ПРИ ПЕРЕМЕННОМ ДАВЛЕНИИ (АПД)

Суть метода АПД состоит в сорбции молекул CO_2 на поверхности материалов при повышенном давлении биогаза. В качестве сорбирующих материалов обычно применяют активированный уголь либо молекулярные сита. В процессе удаляются также O_2 и N_2 . Регенерация материалов происходит путем десорбции при понижении давления. В данном методе влагу и H_2S удаляют на предварительном этапе.

Абсорбция водой (водяной скруббер)

Растворимость CH_4 в воде в 25 и 74 раза меньше растворимости CO_2 и H_2S соответственно ($P=101.325$ Па, $T=20$ °С). Эта физическая особенность положена в основу метода разделения газов путем абсорбции в водяном скруббере при повышенном давлении (до 5–10 бар). Десорбция CO_2 и H_2S



из воды проходит при снижении давления до атмосферного либо вакуумировании. Для интенсификации десорбции применяют отдувку газов воздухом. Для недопущения биологического обрастания системы водооборота на очистной станции рекомендуется удалять H_2S на предварительной стадии. Пары воды удаляют после стадии обогащения. Особенностью данной технологии является необходимость контроля содержания O_2 в БМ, попадающего в него с водой после отдувки воздухом.

Физическая абсорбция органическими сорбентами (физико-органический скруббер)

Некоторые органические вещества способны поглощать CO_2 и H_2S более активно, чем вода. В качестве такого сорбента обычно используют полиэтиленгликоль (например, торговых марок Selexol® и Genosorb®). Основные процессы в данном случае проходят по аналогии с технологией водяного скруббера. Сероводород рекомендуется удалять на предварительном этапе, поскольку при регенерации органического сорбента требуется значительное количество энергии на его удаление.

Химическая абсорбция органическими сорбентами (химический скруббер)

Другие органические вещества обладают способностью к селективному химическому связыванию CO_2 при низком давлении. В технологии химического скруббера используют вещества группы аминов (моноэтаноламин, диметилэтаноламин). Данный метод отличается высокой степенью удаления CO_2 при незначительных потерях CH_4 . Регенерация сорбента происходит путем обратной химической реакции, инициируемой обычно нагреванием и/или вакуумированием. Сероводород удаляют на предварительной стадии. После обогащения, биометан осушают и компримируют.

Мембранная сепарация

Мембранная сепарация бывает двух основных типов: «газ – мембрана – газ» («сухие» мембраны) и «жидкость – мембрана – газ» («мокрые» мембраны). Принцип «сухих» мембран основан на создании разности давлений по обе стороны мембраны, при этом молекулы газов (CO_2 и H_2S)



проходят сквозь поры мембраны, а молекулы CH_4 остаются. «Сухие» мембраны работают при высоком (>20 бар) либо среднем давлении (8–10 бар). В случае «мокрых» мембран используют абсорбенты (амины), поглощающие CO_2 , который диффундирует сквозь мембрану. Процесс проходит при низком избыточном давлении, близком к атмосферному. Перед обогащением биогаз компримируют и осушают. После разделения требуется доочистка БМ от H_2S .

Криогенная сепарация

Температура кипения метана — $161,5^\circ\text{C}$, а углекислого газа — $78,5^\circ\text{C}$. При понижении температуры в условиях избыточного давления CO_2 переходит в жидкое состояние, когда метан находится еще в газообразном. При этом CO_2 можно относительно легко отделить от метана. Выделенный таким способом CO_2 является достаточно чистым и может быть товарным продуктом. На предварительных этапах из биогаза удаляют влагу и сероводород.

Удаление сероводорода (H_2S)

Для удаления H_2S применяют биологические, химические и физико-химические методы. При биохимической десульфуризации в биогаз попадает избыточное количество O_2 и N_2 , что следует учитывать при выборе последующей технологии его обогащения до БМ. В этой связи другие методы, такие как каталитическое превращение в серу на поверхности активированного угля либо обменная реакция с оксидом/гидроксидом железа с образованием FeS , в ряде случаев более предпочтительны.

Удаление кислорода (O_2) и азота (N_2)

В технологиях обогащения биогаза, таких как АПД и мембранная сепарация, кислород и азот до определенной меры удаляется попутно с CO_2 .

Удаление воды

Биогаз на выходе из реактора или тела полигона ТБО имеет относительную влажность 100 %. Количество паров воды в нем зависит от температуры и при 35°C составляет 40 г/нм^3 . Типичным способом удаления влаги из биогаза является конденсация паров при низких температурах. Для



повышения температуры «точки росы» перед охлаждением дополнительно повышают давление биогаза.

В случае использования биометана как моторного топлива, температура «точки росы» должна быть ниже -40°C при давлении 4 бар. В этом случае дополнительно применяют адсорбцию паров воды на поверхности сушильного агента (силикагель или оксид алюминия). Адсорбцию проводят при избыточном давлении, после чего регенерируют сушильный агент при понижении давления.

Другим способом понижения «точки росы» может быть абсорбция воды в гликоле или гигроскопических солях. Деабсорбция воды происходит при повышении температуры. Соли же необходимо заменять.

Удаление силоксанов

Для удаления силоксанов можно использовать активированный уголь. Уголь регенерации не подлежит и требуется полная его замена. Другим методом является абсорбция в жидком растворе гидрокарбонатов.

В *Таблице 3* приведена сравнительная характеристика рассмотренных технологий обогащения биогаза по показателям потребности в энергетических и материальных ресурсах, а также основным параметрам процесса.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ОБОГАЩЕНИЯ БИОГАЗА

Оценка общего потребления энергии на производство биогаза и его обогащения до биометана показывает, что энергетическая эффективность комплекса составляет от 60 до 66 % (*Рис. 5*) для разных технологий обогащения. При этом более эффективными являются технологии водяного скруббера, АПД и мембранной сепарации. Химический скруббер, вследствие дополнительно потребления тепла на технологический процесс регенерации сорбента, энергетически менее эффективен.

В случае производства энергии из необогащенного биогаза в КГУ, общая энергетическая эффективность, при

Сравнительная характеристика технологий обогащения биогаза

		АПД	Водяной скруббер	Физическая абсорбция органическими сорбентами	Химическая абсорбция органическими сорбентами	Мембранная сепарация	Криогенная сепарация
Потребность в э/э	кВт·ч/ нм ³ БГ	0,2–0,25	0,2–0,3	0,23–0,33	0,06–0,15	0,18–0,25	0,18–0,33
Потребность в тепле	кВт·ч/ нм ³ БГ	0	0	~ 0,3	0,5–0,8	0	0
Температура теплоносителя	°С	—	—	55–80	110–160	—	—
Необходимое давление в системе	Бар	4–7	5–10	4–7	0,1–4	5–10	
Потери метана	%	1–5	0,5–2	1–4	0,1	2–8	
Необходимость очистки отходящих газов (требования стандартов EEG и GasNZV)		да	да	да	нет	да	да
Тонкая доочистка биогаза от сероводорода		да	нет	нет	да	реком.	да
Потребность в воде		нет	да	нет	да	нет	нет
Потребность в химических реагентах		нет	нет	да	да	нет	нет

отсутствии потребителя тепла (типичный случай на практике), ограничена электрическим КПД газопоршневого двигателя и не превышает 35–40 %. Поэтому обогащение биогаза до биометана с последующей наиболее полной утилизацией его энергии может считаться приоритетным направлением с точки зрения рационального использования ресурсов. В свою очередь, наиболее полная утилизация энергии произведенного биометана возможна при минимизации потерь при транспортировке и конечном потреблении. Производство электрической энергии из обогащенного биогаза/биометана, без утилизации теплоты представляется нерациональным.



Рис. 5

Энергетическая эффективность производства биометана и производства электрической и тепловой энергии в КГУ



СТАНДАРТИЗАЦИЯ КАЧЕСТВА БИОМЕТАНА

Большинство существующих стандартов на биометан разработаны в европейских странах и регулируют его свойства при подаче в сети ПГ. Стандарт на биометан при его использовании в качестве моторного топлива применяется только в Швеции (SS155438:1999). В Таблице 4 показаны сравнительные требования национальных стандартов к составу биометана в ряде европейских стран.

Видно, что требования к качеству биометана варьируются в широких пределах для разных стран. Например, в Голландии и Франции, содержание CH_4 в биометане может опускаться до 85 и 86 % соответственно. В Швеции содержание CH_4 в биометане должно превышать значение 97 %.

Условные обозначения

- АПД** — адсорбция при переменном давлении;
- БМ** — биометан;
- КГУ** — когенерационная установка;
- КПД** — коэффициент полезного действия;
- ЛЦК** — лигноцеллюлозный комплекс;
- ПГ** — природный газ;
- ТБО** — твердые бытовые отходы.

Табл. 4

Требования национальных стандартов к составу БМ

Компонент	Ед. изм.	Австрия ^{а)}	Франция	Бельгия	Чехия	Германия	Голландия	Швеция	Швейцария
CH ₄		≥ 96	≥ 86	≥ 86	≥ 95		≥ 85	≥ 97	≥ 96
CO ₂		≤ 3	≤ 2,5	≤ 2,5	≤ 5	≤ 6 (сух)	≤ 6	≤ 3	≤ 6
O ₂	% об.	≤ 0,5	≤ 0,01		≤ 0,5	≤ 0,5 (вл), 3 (сух)	≤ 0,5	≤ 1	≤ 0,5
H ₂		≤ 4	≤ 6	≤ 0,1		≤ 5	≤ 12 (0,5)	≤ 0,5	≤ 4
CO			≤ 2	≤ 0,2			< 1		
Собщ.		≤ 10	≤ 30	≤ 30	≤ 30	≤ 30	≤ 45 (16,5)	≤ 23	≤ 30
H ₂ S (+COS во Франции и Бельгии)		≤ 5	≤ 5	≤ 5	≤ 7	≤ 5	≤ 5	≤ 10	≤ 5
Меркаптаны		≤ 6	≤ 6	≤ 6	≤ 5	≤ 15	≤ 10 (6)		≤ 5 ppmV
Хладоны	мг/нм ³	0	≤ 1 (Cl) ≤ 10 (F)	≤ 1 (Cl) ≤ 10 (F)	≤ 1,5 (F+Cl)	0	≤ 50/25 (C/F)		≤ 1
Тяжелые металлы			≤ 1 (μг, Hg)	≤ 1 (μг, Hg)		≤ 5			≤ 5
Силоксаны		≤ 10			≤ 6 (Si)		≤ 5 ppm = 6.2 (Si) (0.08 (Si))		
Аммиак		техн. отсутствие	≤ 3	≤ 3	не сод.		≤ 3	≤ 20	≤ 20
H ₂ O				≤ 110				≤ 32	
Точка росы воды	°C	≤ -8, 40 бар	≤ -5, P _{max}		≤ -10	темп. грунта	≤ -10, 8 бар (≤ -8, 70 бар)	≤ t _{min} -5	отсутствие конденсато-образования
Одорант		по требованию	15-40 мг ТНТ/м ³			по требованию	>10, 18-40 мг ТНТ/м ³		
Частицы		техн. отсутствие	техн. отсутствие.		нет частиц	нет частиц	техн. отсутствие	≤ 1 (μмоль)	

Обозначения: а) — OEVGW G31 / G33;

(Продолжение следует)



Георгий Гелетуа,
председатель правления
Биоэнергетической
ассоциации Украины



Петр Кучерук,
член экспертного совета
Биоэнергетической
ассоциации Украины



Юрий Матвеев,
член правления
Биоэнергетической
ассоциации Украины

Перспективы производства и использования биометана в Украине

(Продолжение. Начало в № 5, 6/2015 г.)

МЕХАНИЗМЫ СТИМУЛИРОВАНИЯ ПРОИЗВОДСТВА БИОМЕТАНА В ЕС

Поддержка государства является эффективным стимулом производства и использования БМ. Современные схемы поддержки ВИЭ в Европе в основном направлены на выработку электроэнергии. На национальном уровне лишь несколько государств — членов ЕС определили конкретные цели по производству биометана и методы их достижения. Ниже приводится краткое описание механизмов стимулирования производства БМ в странах — лидерах в данной области.

Германия

Германия является лидером развития биогазовых технологий в Европе. Основным сырьем для производства биометана является силос кукурузы. Особенно это характерно для крупных проектов. Использование навоза



характерно для мелких БГУ, производящих электроэнергию из биогаза. Новый немецкий акт о ВИЭ, вступивший в силу в 2012 году, ограничивает долю использования силоса кукурузы и отходов зерновых культур для производства биогаза/биометана не более 60 %. Одновременно стимулируется использование бытовых и промышленных биоразлагаемых отходов, а также пастбищных трав. Законодательство Германии активно поддерживает совместное производство тепловой и электрической энергии, поэтому большая часть производимого БМ используется в КГУ.

Требования для подключения к газовым сетям (GasNZV) описывают рамочные условия доступа для БМС, в частности:

- Процедуры — каким образом подавать и оформлять заявки на подключения;
- Разделение ответственности и затрат на подключение;
- Регламентирование утечек метана;
- Предоставление специального бонуса за неиспользование магистральных газопроводов, равного 0,7 €цент/кВт·ч.

В целом документ определяет базовое разделение затрат между производителем БМ и владельцем газовой сети (25 %/75 %). В случае, если расстояние между БМС и точкой подключения к сети не превышает одного километра, затраты производителя БМ ограничиваются суммой 250 тыс. €. В случае, если расстояние превышает 10 км, затраты полностью покрываются производителем. Пункт подключения является собственностью владельца сети. Затраты на его эксплуатацию, повышение давления, одорирование, мониторинг и возможную коррекцию теплотворной способности БМ покрываются за счет владельца. При этом владелец обязан гарантировать 96 % техническую готовность пункта подключения в течение года.

Требования к качеству БМ описаны в технических стандартах DVGWG260 и G262. Стандарты предполагают две возможности инъекции БМ — в качестве дополнительного газа, а также в качестве заменителя ПГ. В первом случае техническим требованиям должна соответствовать смесь газов в газопроводе, поэтому в сеть может подаваться биометан разного качества, особенно в крупные трубопроводы.

Законодательство Германии активно поддерживает совместное производство тепловой и электрической энергии



Спрос на биометан в Германии формируется с помощью следующих стимулов:

- Фиксированный тариф на возобновляемую электроэнергию;
- Обязательства по производству возобновляемого тепла;
- Обязательства по производству возобновляемого моторного топлива.

Производителям ВИЭ в Германии гарантируется доступ к электрической сети и фиксированный тариф на 20 лет. Производство электрической энергии из БМ может претендовать на получение фиксированного тарифа только в случае утилизации получаемой теплоты (КГУ). Все здания, построенные в Германии после 1 января 2009 г., должны использовать возобновляемую энергию для теплоснабжения. В случае использования БМ на КГУ доля возобновляемого топлива должна составлять не менее 30 %.

Начиная с 2007 года, все поставщики моторных топлив должны использовать определенную долю биотоплива в бензине и дизельном топливе. В 2009 году биометан был уравнен в правах с жидкими биотопливами. В случае невыполнения требований, например, владельцем автозаправочной станции, платятся штрафы. Наоборот, избыток выполненных обязательств может быть продан на рынке.

Для участия в схемах поддержки производители и потребители биометана должны подтвердить источник его происхождения и соответствие определенным критериям. Для этой цели Немецкое энергетическое агентство DENA (Deutsche Energie Agentur GmbH) разработало немецкий биогазовый реестр, внедренный в 2011 году. Реестр определяет стандарты БМ и позволяет производителям, продавцам и потребителям документировать тип биометана. По информации DENA рынок воспринял систему документации и большая часть производимого биометана фиксируется реестром.

Швеция

Швеция является пионером технологий обогащения биогаза до биометана, развивая их в течение последних двадцати лет. Большая часть биометана используется в качестве моторного топлива. Примерно половина шведских



БМС работает на станциях очистки сточных вод. Остальные используют для производства биометана ТБО, а также отходы АПК. Швеция имеет значительный потенциал производства топлива bio-SNG из лесных отходов, поэтому правительство поддерживает исследовательские проекты газификации, самым известным из которых является проект в Гетеборге (GoBiGas) по производству биометана мощностью 80 МВт (8000 м³/ч БМ). По решению парламента страны вклад ВИЭ в конечном потреблении энергии должен был составить 50 % в 2020 году. Эта цель достигнута уже в 2012 году. Швеция рассматривает возможность полного перехода на ВИЭ к 2050 году. Предполагается, что в 2030 году транспортный сектор также не будет зависеть от ископаемых видов топлива.



Швеция является пионером технологий обогащения биогаза до биометана, развивая их в течение последних двадцати лет

В Швеции существует развитая сеть газоснабжения. В мае 2011 года был построен первый терминал для сжиженного природного газа (LNG). Использование LNG рассматривается в качестве связующего звена между использованием природного газа и биометана/биогаза, необходимого до появления возможности использования сжиженного биометана/биогаза (LBG).

Биометан на транспорте используется с 1996 года. Рыночная доля сжатого газа на транспорте постоянно росла, а использование биометана возрастало обгоняющими темпами. Примерно 15 % автобусов в Швеции работает на биогазе, а доля новых автобусов на биогазе достигает одной



трети. На уровне городов используются разные механизмы стимулирования — освобождение от платы за въезд в город, специальные дорожные полосы для биометановых такси, бесплатные парковки для биометановых автомобилей.

В 1999 году в Швеции разработан стандарт SS 155438 «Моторные топлива — биогаз в качестве топлива для высокооборотистых двигателей Отто», который также используется и в случае инъекции в газовые сети. В стандарте предписано, что концентрация метана должна превышать 97 %, определяются пределы для точки росы, содержания серы и некоторых других примесей. Качество газа для инъекции в сети также является предметом переговоров с другими европейскими странами. Вероятно, что в будущем больше внимания будет уделяться присутствию следов тяжелых металлов, силоксанов и т. д.

Использование биометана на транспорте в Швеции стимулируется с помощью следующих мер:

- Освобождение от энергетического и углеродного налога для CO_2 -нейтральных топлив, масел/жиров растительного и животного происхождения, биометана в случае использования в качестве топлива (с 1991 г.);
- Директива Правительства о приобретении экологически дружественных автомобилей (с 2005 года);
- Обязательство по продаже по крайней мере одного вида возобновляемого топлива (с 2006 года);
- Освобождение на 5 лет от уплаты налога для экологических автомобилей с выбросами менее $120 \text{ гCO}_2/\text{км}$ (с 2010 года);
- Уменьшение на 40 % налога на прибыль для экологических автомобилей, использующих электричество или биогаз (с 2010 по 2012 гг.).

В стране постоянно работают сменяющие друг друга инвестиционные программы, облегчающие муниципалитетам долговременные инвестиции в проекты, приводящие к снижению выбросов парниковых газов, а также способствующие производству, распределению и использованию биогаза/биометана.

Швейцария

В Швейцарии поощряется использование биометана в качестве моторного топлива. На газозаправочных стан-



циях продается смесь ПГ и БМ под маркой «Naturgas» или «Компроgas». Многие местные компании газоснабжения предлагают частным потребителям биогаз для целей отопления.

В 2011 парламент страны принял решение об отказе от развития атомной энергетики и выводе из эксплуатации отработавших атомных блоков до 2030 года. В результате этого решения была изменена политика в отношении ВИЭ, в частности, биогаз/биометан рассматривается в качестве важной составляющей энергоснабжения. Производство биометана поддерживается с помощью специального биогазового фонда, целью которого является шестикратное увеличение производства биометана в течение 6 лет.

В стране обеспечиваются равные возможности доступа к газовым сетям для всех видов биогазов. Стандарт G13-09 определяет требования к качеству газа. Стандарты G11 и G209 определяют процедуру одоризации и техническое решение для подключения к сети. Предусматривается возможность подмешивания пропана или LPG для коррекции теплотворной способности.

В Швейцарии используется развитая система фиксированных тарифов на электроэнергию, полученную с использованием биогаза/биометана. Базовый тариф составляет от 14,6 до 23,3 € цент/кВт·ч. Существуют требования для минимальной эффективности, а также дополнительные бонусы в случае использования тепла. БГУ, использующие с/х отходы и не более 20 % дополнительных субстратов (энергетические культуры или органические отходы), могут получать дополнительный бонус 3,7 € цент/кВт·ч при установленной мощности менее 5 МВт и 15 € цент/кВт·ч при установленной мощности менее 50 кВт. Обогащение биогаза до биометана не сопровождается дополнительными бонусами. Фиксированные тарифы гарантируются на 20 лет. В отличие от других видов ВИЭ, тарифы на электроэнергию из биогаза/биометана не пересматриваются в сторону уменьшения. Считается, что уменьшение затрат в результате развития технологий компенсируется увеличением стоимости сырья для производства биогаза.

В случае использования БМ в качестве МТ специальные тарифы не применяются, однако БМ может освобождаться от уплаты налога на ископаемые виды топлива из нефти.

В Швейцарии обеспечиваются равные возможности доступа к газовым сетям для всех видов биогазов

При этом учитываются используемые субстраты и технологии, степень снижения эмиссии ПГ, вероятность утечек биометана.

Нидерланды

В Нидерландах разрешена инъекция в сети БМ, полученного из любых видов биогаза. Одним из условий является отсутствие в БМ патогенов. Обязательным является использование фильтров тонкой очистки (HEPA) и организация мониторинга (не менее двух раз в год). Теплотворная способность ПГ в Нидерландах ниже, чем в других странах. Соответственно требования к содержанию метана менее жесткие.

Производство ВИЭ в Нидерландах стимулируется с помощью специальной схемы SDE+, предусматривающей субсидии, покрывающие разницу между производственными затратами и энергетическими ценами. Для производства БМ в 2012 году существовали пять категорий субсидий в диапазоне от 0,483 до 1,035 €/нм³. Тарифы гарантируются на 12 лет, но могут корректироваться ежегодно в зависимости от рыночных цен на ПГ.

В стране приняты национальные обязательства по использованию моторных биотоплив на уровне 10 % в 2020 году, которые относятся и к газовым биотопливам. Разработана и внедрена схема контроля устойчивого производства биотоплив. В 2009 г. закончена разработка системы сертификации производства и потребления БМ, а также сырья, используемого для его производства.

Австрия

В Австрии Газовый Акт (GWG) описывает рамочные условия инъекции биометана в газовые сети. Акт гарантирует отсутствие дискриминации и приоритетов для газов биологического происхождения. Операторы распределительных газовых сетей обязаны определить технические условия для подключения, при этом стоимость подключения должна покрываться за счет поставщика БМ. Требования к качеству биометана детально описаны в директивах VGWG31 и G33 и жестко привязаны к требованиям к качеству ПГ. Дополнительно к этому в процессе инъекции должны быть выполнены требования по одоризации в соответствии с директивой VGWG79.



Поддержка производства биометана в Австрии может реализовываться с помощью двух механизмов — предоставления федеральных грантов и освобождения биометана от налога на ископаемые виды топлива. Размер гранта может достигать 25 % от стоимости инвестиций. Предоставление гранта не зависит от размера проекта, используемого сырья или способа использования БМ. Дополнительно может предоставляться бонус в размере 5 % в случае выполнения критерия устойчивости для возобновляемого МТ (снижение эмиссии парниковых газов на 45 %).

Великобритания

В Великобритании построено около 360 БГУ, в основном на станциях очистки сточных вод. В сельском хозяйстве работает 60 БГУ. Национальная стратегия предусматривает акцент на переработке биоразлагаемых отходов, использование энергетических культур для производства биогаза ограничено. В настоящий момент работают две установки для производства биометана, запущенные в 2010 году. Обе установки подключены к газовой сети.

Предполагается, что биогаз, и особенно биометан, будет играть большую роль в повышении доли ВИЭ в национальном энергобалансе. В качестве одного из возможных сценариев рассматривается инъекция 7 ТВт·ч (700млн м³) биометана в сеть в 2015 году, однако эти цели пока не приняты в качестве обязательных.

В стране обеспечен равный доступ в сети для любых газов биологического происхождения, в том числе из осадков сточных вод и полигонов ТБО. Особенностью Великобритании является высокая теплотворная способность ПГ в сети (39,0–39,5 МДж/м³). По этой причине в процессе инъекции БМ необходимо добавлять большое количество пропана или LNG.

В Великобритании существует несколько механизмов поддержки производства и использования ВИЭ вообще и БМ в частности:

- Стимулирование использования возобновляемого тепла (RHI);
- Обязательства по использованию ВИЭ (RO);
- Фиксированные тарифы (FITs);

- Обязательства по использованию возобновляемого моторного топлива (RTFO);
- Освобождение от климатического налога (LECs).

В рамках стимулирования использования возобновляемого тепла (RHI) поставка любых газов из биомассы (AD, bio-SNG), кроме биогаза из ТБО, получает премию в размере 6,8 пенсов за каждый кВт·ч дополнительно к цене на ПГ. Премия зафиксирована на 20 лет с возможностью индексации инфляции.

Обязательства по использованию ВИЭ (RO) предполагают увеличение доли ВИЭ с каждым годом. Схема обеспечена сертификатами (ROCs), имеющими рыночную стоимость, и представляет собой эффективный механизм для стимулирования развития крупных проектов (> 5 МВт).

Использование фиксированных тарифов (FITs) более эффективно для относительно небольших проектов (< 5 МВт) и предполагает предоставление премии от 9,4 до 14 пенсов на кВт·ч в зависимости от размера проекта сверх рыночной цены на электроэнергию. FITs и ROCs не могут использоваться одновременно, но каждый из этих механизмов может сочетаться с RHI.

Обязательства по использованию возобновляемого моторного топлива (RTFO) предполагают использование определенной доли биотоплив каждым продавцом. Биометан удовлетворяет требованиям RTFO.

Освобождение от климатического налога (LECs) актуально при производстве электроэнергии и тепла с помощью биогаза или биометана, в процессе которого появляется право на получение климатических сертификатов, имеющих рыночную стоимость.

Франция

Во Франции в 2011 году работало около 300 биогазовых проектов, из них 71 проект на полигонах ТБО, 66 — на промышленных отходах, 74 — на осадках сточных вод. На сегодняшний день на трех станциях получают биометан, используемый в качестве моторного топлива. Один экспериментальный проект подключен к газовой сети.

В стране имеется более 13 тысяч автомобилей, использующих ПГ, в основном муниципальные автобусы и мусоро-



возы. Работает около 140 газовых заправок, однако только 32 из них доступны для всех потребителей.

Франция взяла на себя обязательства производить 555 тыс. т н.э. биогаза и установить, по крайней мере, 625 МВт на биогазе к 2020 году. Считается, что биометан является частью этих обязательств, хотя биометан при этом не упоминается.

Биометан можно поставлять в газовые сети при условии соответствия спецификациям AFGB562-1 для распределительных и B562-2 для магистральных трубопроводов. БМ имеет право приоритетного доступа к сетям. Франция является одной из немногих стран, установивших фиксированный тариф (feed-intariff) для биометана (в украинской практике он называется «зеленым»). Тариф зависит от масштаба проекта и определяется индивидуально. Для производителей биометана мощностью менее 50 м³/час тариф составляет 9,5 € цент/кВт·чННВ (950 € /1000 м³ CH₄), для производителей более 350 м³/час тариф равен 6,4 € цент/кВт·чННВ (640 € /1000 м³ CH₄). Тариф не зависит от способа утилизации БМ. Кроме того, при назначении тарифа учитываются размер инвестиций, стоимость подключения к сети, эксплуатационные затраты и стоимость очистки биогаза. Тариф пересматривается ежегодно.

Кроме повышенных тарифов существует возможность прямого субсидирования за счет фондов французского экологического Агентства (ADEME), фондов ЕС и схем субсидирования региональных Советов. 🌿

(Продолжение следует)

Условные обозначения

ННВ — High Heating Value — высшая теплотворная способность;
АПК — агропромышленный комплекс;
БГУ — биогазовая установка;
БМ — биометан;
БМС — биометановая станция;
ВИЭ — возобновляемые источники энергии;
КГУ — когенерационная установка;
МТ — моторное топливо;
н.э. — нефтяной эквивалент;
ПГ — природный газ;
ТБО — твердые бытовые отходы.

Франция является одной из немногих стран, установивших фиксированный тариф (feed-intariff) для биометана



Георгий Гелетука,
председатель правления
Биоэнергетической
ассоциации Украины



Петр Кучерук,
член экспертного совета
Биоэнергетической
ассоциации Украины



Юрий Матвеев,
член правления
Биоэнергетической
ассоциации Украины

Перспективы производства и использования биометана в Украине

(Продолжение. Начало в № 5–7/2015 г.)

ПОТЕНЦИАЛ И ВОЗМОЖНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА БИОМЕТАНА В УКРАИНЕ

Общий потенциал производства биогаза из отходов сельского хозяйства, пищевой перерабатывающей промышленности, ТБО, сточных вод коммунального хозяйства и промышленных предприятий в Украине при современном уровне производства и потребления оценивается в 3,2 млрд м³ CH₄ в год. Еще 3,3 млрд м³ CH₄ можно получить при выращивании энергетической кукурузы (или других энергетических культур) на площадях 1 млн га (3 % общей площади пахотных земель в Украине).

Сырьевая база для производства БМ биохимическими методами аналогична. При этом для производства БМ предпочтительней использовать сырье, качество биогаза из которого позволяет упростить и удешевить его доведение до качества БМ. Так, например, для недопущения чрезмерно высоких концентраций сероводорода в биогазе,



следует по возможности меньше использовать субстраты с высоким содержанием белков. Другим ограничением может быть сбор биогаза на свалках ТБО, где велика вероятность получения газа с высоким содержанием кислорода и азота. Дальнейшее обогащение его до качества БМ может быть технически неосуществимо или, по крайней мере, экономически нецелесообразно.

Дополнительные возможности производства БМ связаны с использованием термохимических методов газификации и метанизации с производством синтез-газа и биометана из лигноцеллюлозного сырья (древесная биомасса). В качестве ориентира в *Таблице 5* приведены оценки **теоретического** потенциала получения биометана в Европе, сделанные в рамках реализации проекта Green Gas Grids (Зеленые газовые сети).

Табл. 5

Теоретический потенциал биометана в Европе

Сырье	млрд нм ³	%
Древесная биомасса	66	43,7...26,8
Зеленая масса (травы)	11	7,3...4,5
Влажные отходы	26	17,2...10,6
Энергетические культуры	48...143	31,8...58,1
Всего	151...246	100,0

Видно, что общий потенциал использования влажных биоразлагаемых отходов, пригодных для переработки биохимическими методами, составляет в Европе 26 млрд м³. Потенциал древесной биомассы в 2,5 раза больше, однако его реализация связана с использованием термохимических методов газификации и метанизации, развитие которых до сих пор находится на стадии исследовательских и демонстрационных проектов. Наконец, наибольшее количество биометана может быть получено в результате выращивания и переработки энергетических культур. Однако реализация этого потенциала определяется стратегией использования земельных ресурсов и возможной конкуренцией между производством продуктов питания, кормов и энергетических культур.



ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БИОМЕТАНА В УКРАИНЕ

Масштабы проектов

Проекты производства биометана априори привязаны к проектам производства/добычи биогаза. По этой причине возможность реализации проекта определенной производительности зависит от наличия сырья в зоне предполагаемого строительства станции. Так, проект БМС производительностью 100 м³/ч (по исходному биогазу) можно осуществить, например, с привязкой к свинокомплексу с поголовьем примерно 25 тыс. голов. Аналогичный по мощности проект, предполагающий совместное сбраживание навоза свиней с силосом кукурузы, можно реализовать на свинокомплексе в 14 тыс. голов с добавлением 70 % силоса (из расчета на сухое органическое вещество). Выращивание требуемого количества силоса в данном случае потребует 200 га земли.

Перспективными проектами производства БМ могут быть проекты, в которых реализуется совместное сбраживание отходов нескольких предприятий и/или растительного сырья

Следует отметить, что в Украине лишь незначительное количество предприятий (до 2 % от общего количества) могли бы организовать проекты производства БМ с производительностью от 100 м³/ч биогаза и более, используя объем собственных отходов. Преимущественно это крупные птицефабрики, сахарные и спиртовые заводы. Возможность реализации крупных проектов (2000 м³/ч биогаза и более) на сырье отдельного взятого предприятия ограничивается единичными примерами. В этой связи, перспективными проектами производства БМ могут быть проекты, в которых реализуется совместное сбраживание отходов нескольких предприятий и/или растительного сырья. Масштабное же наращивание производства биометана потребует использования части с/х земель под выращивание растительного сырья.

Потребление природного газа в Украине

Перспективы использования БМ во многом связаны с уровнем потребления ПГ и необходимостью его замещения. Доля потребления природного газа в Украине является неоправданно высокой — около 43 %, что почти в 2 раза выше, чем, например, в ЕС. Больше всего потребляют газ металлургические и химические предприятия, которые



в докризисном 2007 г. в совокупности использовали более 18,3 млрд м³ ПГ, что составляло более 70 % от объема его потребления в промышленном секторе и свыше 26 % от общенационального показателя. По нашему мнению, в будущем металлургическая отрасль вероятно может ограничить потребление газа до 5...5,5 млрд м³ в год. В химической отрасли потребление газа можно уменьшить на 20 % до 6,8...7,2 млрд м³ в год. Свои возможности для экономии газа есть и в других отраслях. В 2007 г. промышленные потребители без металлургов и химиков использовали почти 7,5 млрд м³ ПГ. Этот показатель уже в ближайшем будущем может быть снижен до 6...6,5 млрд м³/год. Наконец, потребление ПГ для транспортировки газа сократилось за последние годы благодаря модернизации мощностей «Укртрансгаза» по его перекачке, установке новых газовых турбин, снижению потерь до 6,6 млрд м³/год.

Крупным потребителем ПГ является население и сети централизованного теплоснабжения. Структура потребления ПГ в Украине показана в Табл. 6. Украина обеспечивает себя газом местной добычи менее чем на 40 %, что делает задачу его замещения, в том числе биогазом и БМ, особенно актуальной.

Табл. 6

Ориентировочные объемы потребления газа в Украине, млрд м³

	2007	2009	2010	2011–2012 гг.	2020 г.
Производственно-технические потребности	7,2	5,4	6,6	6,7	6,5
Население	16,9	16,8	17,0	17,0	14,5
Теплокоммуэнерго	10,5	9,3	8,3	9,0	8,0
Бюджетные организации	1,0	0,7	0,7	0,7	0,6
Энергетика	8,4	3,7		3,7	3,5
Промышленность	25,8	16,0	23,8	23,8	18,5
– металлургия	9,8	5,0		8,5	5,5
– химия	8,5	4,7		8,0	6,5
– прочие отрасли	7,5	6,3		7,3	6,0
Потребление всего	69,8	51,9	57,1	60,9	51,1



Газовые сети

Украина расположена на пересечении газотранспортных и нефтяных потоков Европейского и Азиатского континентов и благодаря этому играет специфическую роль на топливном и энергетическом рынках Европы. Единая газотранспортная система Украины (ЕГТСУ) состоит из магистральных газопроводов и газораспределительных сетей, подземных хранилищ газа и других объектов и сооружений, предназначенных для транспортировки, распределения и хранения природного газа. ЕГТСУ включает 39 800 км трубопроводов, в том числе 14 000 км труб большого диаметра (от 1020 до 1420 мм), 74 компрессорных станций общей мощностью 5450 МВт и 13 подземных хранилищ. Входная мощность газотранспортной системы составляет 288 млрд м³/год, выходная — 178,5 млрд м³/год.

Магистральные газопроводы предназначены для транспортировки природного газа собственной добычи из района добычи или производства к пунктам потребления, а также для транспортировки газа из России в Европу. В состав магистральных газопроводов входят:

- газопроводы с ответвлениями от места выхода газа из месторождения или места подготовки газа к месту его распределения и снижения давления до 1,2 МПа;
- главные и промежуточные компрессорные станции (КС);
- подземные хранилища газа (ПХГ);
- газораспределительные станции (ГРС);
- установки подготовки газа (УПГ) на линейной части магистрального газопровода;
- вспомогательные средства и коммуникации.

Магистральные газопроводы строят диаметром до 1420 мм. Газопроводы рассчитаны на максимальное давление 7,5 МПа, которое имеет место после компрессорных станций. По мере движения газа его давление снижается. Перед компрессорными станциями давление уменьшается до 3–4 МПа. Промежуточные компрессорные станции размещаются примерно через 150 км. Система магистральной транспортировки газа от месторождений газа к потребителям достаточно жесткая, так как ее аккумулирующая способность невелика. Для покрытия сезонной неравномерности потребления используются подземные хранилища газа.



Разграничения газа собственной добычи и транзитного газа нет. Газ собственной добычи из месторождений подается в ЕГТСУ. Импортный природный газ из России поступает в Украину 22-мя магистральными газопроводами. За пределы Украины ПГ транспортируется 15-ю магистральными газопроводами.

Рис. 6

Схема магистральных трубопроводов ЕГТСУ



Газораспределительные сети служат для распределения ПГ от ГРС непосредственно потребителям. В состав газораспределительных сетей входят:

- газопроводы населенных пунктов (межпоселковые газопроводы, распределительные газопроводы, внутриквартальные газопроводы и вводы), подводящие газопроводы к предприятиям, тепловым электростанциям (ТЭС) и котельным;
- газопроводы промышленных предприятий, ТЭС, котельных, предприятий коммунального и бытового обслуживания населения, жилых и общественных зданий;
- газорегуляторные пункты (ГРП).



Газопроводы в зависимости от давления транспортируемого газа подразделяются на четыре категории:

- газопроводы высокого давления I категории — при рабочем давлении газа от 0,6 до 1,2 МПа;
- газопроводы высокого давления II категории — при рабочем давлении от 0,3 до 0,6 МПа;
- газопроводы среднего давления — при рабочем давлении от 0,005 МПа до 0,3 МПа;
- газопроводы низкого давления — при рабочем давлении до 0,005 МПа.

Связь между газопроводами различных давлений осуществляется через ГРП. Пример схемы газоснабжения населенного пункта магистральными и распределительными сетями приведен ниже.

Рис. 7

Пример схемы газоснабжения населённого пункта



Экспорт биометана с помощью газотранспортных сетей является одной из потенциальных возможностей для Украины. Для присоединения к магистральным газопроводам необходимы большие объемы поставки газа в сеть под большим давлением (не ниже 3–4 МПа). Это потребует строительства дополнительной компрессорной станции и соот-



ветствующего увеличения затрат энергии. Возможность подключения к магистральным газопроводам может рассматриваться только для крупных проектов, подтвержденных экспортными контрактами.

Практическая реализация экспортных возможностей зависит от создания законодательной базы и дополнительной инфраструктуры. На практике более реальна возможность подключения в газораспределительные сети среднего и низкого давления. Создаваемое в системах обогащения биогаза давление в основном является достаточным или даже избыточным для закачки в такие сети. Минимальная мощность сегмента газораспределительной сети должна превышать мощность подключаемого производителя биометана.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ И СТАНДАРТЫ КАЧЕСТВА ПРИРОДНОГО ГАЗА

Как магистральные, так и распределительные сети в Украине предназначены для транспортировки только природного газа. В соответствии с Законом Украины «О засадах функціонування ринку природного газу» под термином «природный газ» подразумевается: «природный газ, нефтяной (попутный) газ, газ (метан) угольных месторождений и газ сланцевых толщ — полезное ископаемое, являющееся смесью углеводородов и неуглеводородных компонентов, пребывающее в газообразном состоянии при стандартных условиях (давление — 760 мм р.с. и температура — 20 °С) и являющееся товарной продукцией». В зависимости от того, где будет использоваться газ, к его качеству предъявляются требования в соответствии с ТУ У320.00158764.007-95 «Газы горючие природные, подающиеся в магистральные газопроводы. Технические условия» (Табл. 7).

Качество газа в газораспределительных сетях, реализуемого потребителю, должно соответствовать требованиям ГОСТ5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия» и Правилам учета природного газа во время его транспортировки газораспределительными сетями, поставки и потребления, утвержденным приказом Министерства топлива и энергетики Украины от 27 декабря 2005 г. № 618 (Табл. 8).

Табл. 7
Технические требования на газы горючие природные

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1	Точка росы газа по влажности 4,0 МПа	не выше -5°C
2	Точка росы газа по углеводородам	не выше 0°C
3	Содержание сероводорода	не больше $0,02 \text{ г/м}^3$
4	Содержание меркаптановой серы	не больше $0,036 \text{ г/м}^3$
5	Объемная доля кислорода	не больше $0,5 \%$
6	Нижняя теплота сгорания при стандартных условиях	не меньше $32,5 \text{ МДж/м}^3$
7	Содержание механических примесей	не больше $0,003 \text{ г/м}^3$

Табл. 8
Требования к качеству газа в соответствии с ГОСТ 5542-87

№ п/п	Название показателя	Норма	Метод испытания	Комментарии
1	Нижняя теплота сгорания при стандартных условиях	не ниже $31,8 \text{ МДж/м}^3$ (7600 ккал/м^3)	ГОСТ 27193-86 ГОСТ 22667-82 ГОСТ 10062-75	
2	Область значения числа Воббе (высшего)	$41,2-54,5$ ($9850-13000$) ккал/м^3	ГОСТ 22667-82	Распространяется только на газ для коммунально-бытового назначения
3	Допустимые отклонения числа Воббе от номинального значения	не больше $\pm 5 \%$		
4	Массовая концентрация сероводорода	не больше $0,02 \text{ г/м}^3$	ГОСТ 22387.2-83	По согласованию с потребителем допускается подача газа с более высоким содержанием сероводорода и меркаптановой серы по отдельным газопроводам
5	Массовая концентрация меркаптановой серы	не больше $0,036 \text{ г/м}^3$	ГОСТ 22387.2-83	
6	Объемная доля кислорода	не больше $1,0 \%$	ГОСТ 22387.3-77 ГОСТ 23781-83	
7	Масса механических примесей	не больше $0,001 \text{ г/м}^3$	ГОСТ 22387.4-77	
8	Интенсивность запаха газа при объемной доле 1% в воздухе	не меньше 3 баллов	ГОСТ 22387.5-77	Распространяется только на газ для коммунально-бытового назначения



Очевидно, что степень обогащения и очистки биогаза при использовании коммерческих технологий (содержание CH_4 в БМ на уровне 95–98 %) является достаточным для удовлетворения требований указанного ГОСТа, поэтому технологический барьер не возникает. Однако биометан не подпадает под термин «природный газ», потому без соответствующих изменений и дополнений в законодательных актах реализация проектов по закачке БМ в газораспределительные сети не представляется возможной. Изменения, например, могут касаться самого определения «природный газ», включив в него также биометан, полученный как путем биохимической, так и термохимической конверсии биомассы, при условии соответствия его состава требованиям действующего ГОСТа.

ПОДКЛЮЧЕНИЕ К ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМ СЕТЯМ

Присоединение и подключение объектов системы газоснабжения заказчика к газораспределительным сетям осуществляется газораспределительным предприятием (ГП) на основании договора на присоединение к газовым сетям, типовая форма которого определяется НКРЭ.

По обращению заказчика ГП обязано в 5-дневный срок предоставить информацию о пропускной мощности газовых сетей, находящихся в его собственности или пользовании. После оплаты стоимости выдачи технических условий заказчик в определенный законодательством срок получает для подписания проект договора на присоединение к газовым сетям. После подписания сторонами договора на присоединение к газовым сетям с техническими условиями разрабатывается и согласуется заказчиком проектная документация для подключения к сетям.

Следующим этапом является непосредственное строительство и монтажно-наладочные работы, ввод в эксплуатацию и подключение объекта системы газоснабжения заказчика к газовым сетям. Присоединение и подключение объекта системы газоснабжения заказчика должно осуществляться при условии соблюдения заказчиком требований Правил безопасности систем газоснабжения Украины,



утвержденных приказом Госгорпромнадзора Украины от 1 октября 1997 г. № 254. Порядок коммерческого учета газа регулируется правилами пользования ПГ для юридических лиц, утвержденными НКРЭ.

На сегодняшний день законодательство прямо не предусматривает возможность присоединения объектов, поставляющих биометан, к Единой газотранспортной системе, а регулирует только вопросы присоединения природного газа и шахтного газа метана. Поэтому на практике оператор может на формальных основаниях отказать в подключении, мотивируя тем, что законом прямо этот вопрос не урегулирован. В проекте нового законопроекта «Об основах функционирования рынка природного газа» данный момент планируется разрешить.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БИОМЕТАНА АВТОМОБИЛЬНЫМ ТРАНСПОРТОМ

Украина относится к странам с традиционным использованием сжатого природного газа в качестве моторного топлива. По данным Международного Газового Союза (IGU) и экономической комиссии ООН в Украине в 2011 году насчитывалось 200 тысяч автомобилей на сжатом ПГ и около 300 газовых заправочных станций для ПГ (Таблица 9). Украина является мировым лидером по использованию природного газа для грузовых автомобилей и автобусов.

При этом доля ПГ в потреблении моторных топлив относительно невелика. По данным энергетического баланса Украины за 2012 год автомобильный транспорт Украины потребил 8438 т н.э. (353,6 ПДж) моторного топлива, из них 8394 т н.э. нефтепродуктов и 44 т н.э. (50 млн м³) ПГ. То есть доля природного газа в потреблении моторных топлив составила 0,52 %.

По данным Национального кадастра антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов в Украине за 1990–2012 гг. использование ПГ в качестве топлива для мобильного сжигания было существенно большим и составило 383 млн м³ или 13,0 ПДж или 3,2 % потребления моторных топлив (Таблица 10).



Табл. 9

**Использование природного
газа в качестве моторного топлива в мире**

Страна	Количество машин					Мировая доля, %	Количество заправочных станций	Месячное потребление ПГ, млн м ³
	Всего	Легковые	Автобусы	Грузовые	Другие			
Пакистан	2850500	2670000	500		180000	19,6	3330	
Иран	2859386	2853334	6036	16		19,6	1800	467,0
Аргентина	2031509	2031509				14,0	1898	235,4
Бразилия	1694378	1694378				11,6	1790	163,9
Индия	1100000	1069380	23000	715	6905	7,6	683	163,2
Италия	761340	757840	2300	1200		5,2	858	62,0
Китай	600000	370000	150000	30000	50000	4,1	2500	
Колумбия	348747	325287	13800	9660		2,4	651	45,0
Узбекистан	310000	310000				2,1	175	
Таиланд	267735	219423	14195	32378	1759	1,8	444	
Армения	240000	192000	17300	34700		1,7	345	26,5
Украина	200019	10000	120000	70000	19	1,4	294	83,0
Всего в мире	14550720	13581713	434133	250384	284490	100,0	20681	1525,2

Табл. 10

**Использование топлива по категориям МГЭИК
в физических и энергетических единицах
измерения (мобильное сжигание) в 2012 г.**

	т (тыс. м ³ для ПГ)	ТДж	
Газ природный, тыс. м ³	383 078,5	13 034,6	3,2 %
Бензин моторный, т	4 442 682,9	199 028,6	49,4 %
Газойли (топливо дизельное), т	4 036 256,2	170 289,7	42,3 %
Масла смазочные, т	1 639,7	65,9	0,0 %
Пропан и бутан сжиженные, т	430 317,7	20 358,3	5,1 %
ВСЕГО	9 179 051,5	402 777,1	100,0 %



В любом случае, рынок использования БМ в качестве моторного топлива практически неограничен. Поскольку свойства БМ близки к свойствам ПГ, использование БМ в качестве моторного топлива возможно в любых пропорциях с ПГ. При этом нет необходимости в модификации транспортных средств или же газовых распределительных сетей. Дополнительным преимуществом является то, что БМ представляет собой возобновляемый заменитель ПГ, его использование приводит к снижению выбросов парниковых газов.

Количество транспортных средств, использующих сжатый природный газ и биометан, растет в мире быстрыми темпами. Всего в мире в 2011 г. насчитывалось около 14,5 млн автомобилей, использующих ПГ, при этом средний годовой прирост количества составляет 20–25 %. Наибольшее количество автомобилей на природном газе насчитывается в таких странах, как Пакистан, Иран, Аргентина, Бразилия, Индия. Более 700 тысяч автомобилей на ПГ используется в Италии. При этом во всех упомянутых странах природный газ используется в основном для легковых автомобилей. Особенностью Украины является использование ПГ в основном для грузовых автомобилей и автобусов. 🌿

(Далі буде)

Условные обозначения

- БМ** — биометан;
- БМС** — биометановая станция;
- ГРП** — газорегуляторный пункт;
- ГРС** — газораспределительная станция;
- ЕС** — Европейский Союз;
- ЕГТСУ** — Единая газотранспортная система Украины;
- КС** — компрессорная станция;
- НКРЭ** — Национальная комиссия, осуществляющая государственное регулирование в сфере энергетики;
- ПГ** — природный газ;
- ПХГ** — подземное хранилище газа;
- ТБО** — твердые бытовые отходы;
- ТЭС** — тепловая электростанция;
- УПГ** — установка подготовки газа.



Георгий Гелетуха,
председатель правления
Биоэнергетической
ассоциации Украины



Петр Кучерук,
член экспертного совета
Биоэнергетической
ассоциации Украины



Юрий Матвеев,
член правления
Биоэнергетической
ассоциации Украины

Перспективы производства и использования биометана в Украине

(Окончание. Начало в № 5–8/2015 г.)

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРОИЗВОДСТВА БИОМЕТАНА

Для оценки стоимости товарного биометана (БМ из сети, компримированный БМ на газозаправочных станциях) должны учитываться все этапы от подготовки сырья для производства БМ до реализации БМ потребителю. Среди основных составляющих стоимости БМ можно выделить следующие:

- стоимость сырья на входе в БМС;
- стоимость производства биогаза в БМС;
- стоимость очистки биогаза и компримирования БМ;
- стоимость доставки БМ к потребителю;
- стоимость заправки (при использовании в качестве МТ).



Стоимость сырья может варьироваться в широком диапазоне от практически «нулевой» (отходы производств, не имеющих рыночной стоимости) до 0,02...0,05 €/кВт·ч (190...475 €/1000 м³ CH₄) в пересчете на товарный БМ из силоса кукурузы при его стоимости 20...30 €/т. На стоимость сырья влияет радиус сбора и доставки к БМС.

Стоимость производства биогаза нетто, с учетом эксплуатационных и капитальных затрат в БМС составляет от 0,023 до 0,042€/кВт·ч (220...400 €/1000 м³ CH₄). Данная величина во многом зависит от эффективности применяемой технологии, общей производительности биогазовой установки, соотношения собственных и заемных средств в инвестиционных затратах.

Стоимость очистки биогаза до БМ и его компримирования для подачи в сеть ПГ составляет по разным данным от 0,022 до 0,035 €/кВт·ч (210...330 €/1000 м³ CH₄). На стоимость очистки влияет целый ряд факторов, а именно:

- состав биогаза, поступающего на очистку, необходимость/глубина предварительной очистки биогаза;
- требования к составу биометана;
- технология удаления CO₂ (потребление энергоресурсов, химических материалов, степень утилизации/утечек метана);
- производительность очистной установки;
- требования к очистке отходящих газов.

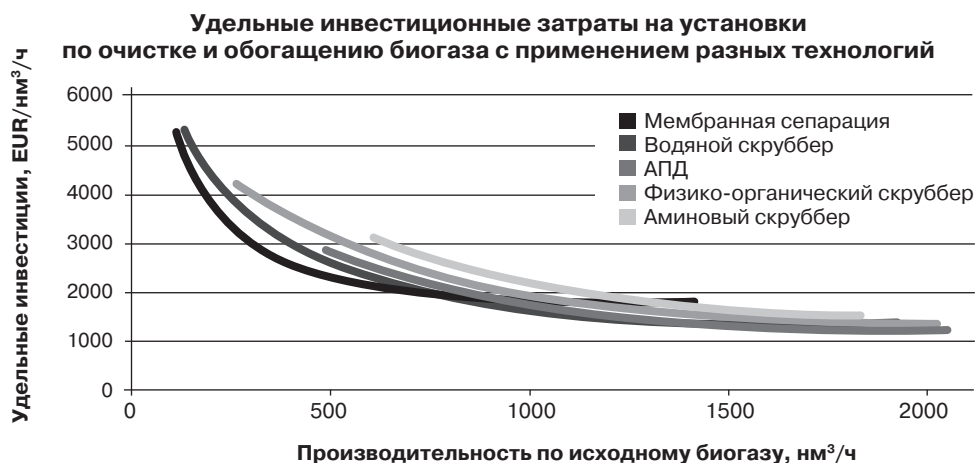
Удельные затраты на станцию обогащения биогаза до БМ больше зависят от всеобщей производительности, меньше — от вида применяемой технологии. В целом, удельные затраты на обогащение биогаза колеблются в диапазоне от 1500 до 5500 €/нм³/ч (Рис. 8). Видно, что с увеличением производительности станции снижается разность удельных инвестиций для разных технологий очистки. Стоимость небольших очистных установок производительностью до 100 нм³/ч по биогазу превышает 6000 €/нм³/ч. Отмечается постоянное снижение стоимости технологий обогащения биогаза во времени с момента их выхода на рынок и до сегодняшнего дня в связи с совершенствованием технологий.

В общем случае стоимость доставки до потребителя будет зависеть от расстояния и способа доставки (сеть ПГ, наземный транспорт) и состояния БМ (сжиженный БМ,

компримированный БМ). Окончательная стоимость БМ, закачиваемого в газовые сети, зависит от технических условий подключения к сетям, а именно:

- требуемого давления для БМ;
- требуемой величины теплотворной способности БМ (необходимость коррекции добавлением пропана);
- необходимостью мониторинга качества БМ;
- необходимостью одорирования БМ;
- расстояния от производителя БМ до точки подключения к газовым сетям.

Рис. 8



Вклад стоимости заправочной станции в конечной стоимости БМ на примере Швеции составляет 0,0044 евро/кВт·ч (41,6 евро/1000 м³ БМ). Усредненная стоимость доставки БМ в Швеции составляет 0,0088 евро/кВт·ч (83,6 евро/1000 м³ БМ). В *Таблице 11* приведены обобщенные данные Шведского газового центра (SGC) по удельной стоимости отдельных этапов производства и реализации БМ как моторного топлива. Средняя себестоимость БМ для заправки авто в Швеции в 2012 г. составляла 0,1485 евро/кВт·ч (1410 €/1000 м³ БМ).

В отчете SGC отмечается, что на себестоимость БМ существенно влияет существующая в стране недостаточная степень загрузки мощностей БМС. Для повышения



Табл. 11

**Средние стоимости этапов производства
 и реализации БМ как моторного топлива в Швеции, евро/кВт·ч**

	Биогаз	Очистка до БМ	Доставка		Заправка	Всего
			Сеть ПГ	Наземный транспорт		
SGC	0,059...0,095	0,034...0,035	0,007...0,009	0,013...0,017	0,004...0,008	0,107...0,149
Другие данные	0,011...0,062	0,022...0,033	0,010...0,017		0,012...0,017*	0,155**

*общая розничная стоимость;

**средняя стоимость компримированного ПГ в Швеции в 2012 г.

рентабельности производства БМ рекомендуется рассма-
 тривать возможный доход от реализации сброженной мас-
 сы как органического удобрения.

В Германии средняя стоимость БМ составляет 0,083 €/кВт·ч (788 €/1000 м³ БМ) для станции мощностью 500 нм³/ч по биогазу. С увеличением мощности станции до 2000 нм³/ч себестоимость производства БМ уменьшается до 0,068 евро/кВт·ч (645 €/1000 м³ БМ). При этом основная составляющая себестоимости относится к затратам на производство собственно биогаза из растительного сырья 0,0575 и 0,0525 евро/кВт·ч для станций соответствующих мощностей. Стоимость очистки биогаза до БМ составляет 0,023 и 0,014 евро/кВт·ч соответственно. Стоимость подключения БМС к сети ПГ об-
 ходится еще в 0,002–0,001 евро/кВт·ч. Столько же тратится на мониторинг подачи БМ в сеть.

Логистика производства и снабжения БМ может быть разной. Наиболее простым случаем является получение биогаза и его обогащение на индивидуальной БГУ. Обогащение, а также заправка биометана в случае использования в качестве моторного топлива может объединяться для нескольких БГУ. В этом случае удельная стоимость обогащения и заправки снижается, но возникает необходимость строительства дополнительных газопроводов, нивелирующая экономические выгоды такого объединения. Несколько вариантов стоимости и поставки биометана показаны в *Таблице 12*.

**Пример стоимости производства и поставки БМ
для использования в качестве моторного топлива мощностью
1 млн м³ БМ/год (аналог БГУ 500 кВт_е), млн евро**

	Отдельная БГУ	Объединение 3-х БГУ и газопровод к каждой БГУ длиной 5 км	Объединение 6-х БГУ и газопровод к каждой БГУ длиной 10 км
Биогазовая установка	2,0	2,0	2,0
Газопроводная сеть	0,2	1,0	2,0
Обогащение до БМ	0,7	0,5	0,4
Газовая заправка	0,5	0,4	0,3
Общие инвестиции	3,4	3,9	4,7

ОЦЕНКА СТОИМОСТИ ПРОИЗВОДСТВА БИОМЕТАНА В УКРАИНЕ

Ниже рассмотрены возможные варианты проектов производства и энергетического использования биометана в Украине на примере использования в качестве сырья навоза и силоса кукурузы. Рассмотренные варианты энергетического использования БМ включают:

- замещение природного газа биометаном на промышленных предприятиях;
- реализацию биометана как моторного топлива на заправочных станциях;
- производство в КГУ электрической и тепловой энергии для промышленных предприятий;
- производство в КГУ электрической и тепловой энергии, с реализацией электроэнергии по «зеленому» тарифу 12,39 евроцентов/кВт·ч ($K_{ЗТ} = 2,3$) или 16,16 евроцентов/кВт·ч ($K_{ЗТ} = 3,0$) и тепловой энергии для промышленных предприятий.

Оценены два крайних сценария с наборами исходных параметров, формирующих наименьшую возможную и наибольшую возможную себестоимость биометана. При оценке рентабельности использовались актуальные тарифы



на электрическую, тепловую энергию для промышленных предприятий, стоимость компримированного ПГ на газозаправочных станциях, а также величина «зеленого» тарифа. Принятые показатели приведены в *Таблице 13*.

Табл. 13

Принятые к расчету стоимостные показатели энергии и энергоносителей

Стоимость ПГ в качестве моторного топлива	грн/л	7,15
Стоимость ПГ из сети для промышленности	грн/1000 м ³	6300
Стоимость электроэнергии для промышленности	грн/кВт·ч	1,36068
Стоимость тепла для промышленности	грн/Гкал	1000

Оценена также рентабельность производства БМ по типам проектов, в случае реализации сброженной массы исходного сырья как органического удобрения. Стоимость органических удобрений рассчитана исходя из содержания в них азота, фосфора, калия (NPK) и рыночной стоимости NPK в минеральных удобрениях. Результаты оценок приведены в *Таблице 14*.

Табл. 14

Себестоимость и рентабельность производства БМ в Украине

Вид исходного сырья		Навоз/ Помет		Силос кукурузы	
		2	3	4	5
1		мин	макс	мин	макс
Комбинация исходных параметров		мин	макс	мин	макс
Стоимость сырья	€/т	0.0	0.0	12.8	25.6
Себестоимость энергии из БМ					
на входе в сеть ПГ	€/кВт·ч	1.9	6.4	2.4	8.2
	€/1000 м ³	178	599	226	770
на выходе из сети ПГ	€/кВт·ч	2.6	8.1	3.1	9.9
	€/1000 м ³	243	758	291	930



1		2	3	4	5	
моторное топливо	€cent/кВт·ч	3.0	8.9	3.5	10.7	
	грн/л	2.7	8.0	3.2	9.6	
смешанная (электроэнергия и тепло — КГУ)		€cent/кВт·ч	3.6	10.4	4.1	12.2
Рентабельность						
ПГ для промышленности		%	63.5	-47.5	36.7	-57.2
Моторное топливо		%	165.1	-10.6	126.6	-25.9
КГУ на БМ (э/э + тепло для промышленности)		%	92.6	-34.1	68.5	-43.9
КГУ на БМ (э/э (ЗТ, К=2,3) + тепло для промышленности)		%	165.4	-9.1	132.2	-22.7
КГУ на БМ (э/э (ЗТ, К=3,0) + тепло для промышленности)		%	218.9	9.2	179.0	-7.1
Рентабельность, с учетом продажи органических удобрений						
ПГ для промышленности		%	354.0	-29.3	48.2	-28.0
Моторное топливо		%	416.9	5.9	136.8	1.1
КГУ на БМ (э/э + тепло для промышленности)		%	304.4	-19.9	77.3	-20.3
КГУ на БМ (э/э (ЗТ, К=2,3) + тепло для промышленности)		%	377.2	5.0	141.0	0.9
КГУ на БМ (э/э (ЗТ, К=3,0) + тепло для промышленности)		%	430.7	23.4	187.8	16.5

Как видно, исходный набор параметров существенно влияет на экономическую целесообразность производства БМ. Исходя из приведенных результатов, можно сделать следующие предварительные выводы:

- Себестоимость БМ может изменяться от 178 до 930 €/1000 м³;
- Себестоимость производства энергии из БМ колеблется от 0,019 до 0,122 €/кВт·ч;
- Себестоимость производства газового моторного топлива составляет от 2,7 до 9,6 грн/л;
- Наиболее рентабельными будут проекты производства электрической и тепловой энергии в КГУ в случае реализации электрической энергии по ЗТ и наиболее



полным использованием тепловой энергии по тарифу для промышленных предприятий; при этом рентабельно производить э/э из растительного сырья;

- Проекты производства компримированного БМ и реализации его в качестве моторного топлива могут, при определенных условиях, быть рентабельны, при этом более целесообразно производить БМ из растительного сырья;
- Проекты производства БМ с последующим замещением ПГ на промышленных предприятиях при текущей его стоимости наименее привлекательны и могут быть рентабельными лишь при низкой стоимости сырья, оборудования и т. п., с учетом реализации органических удобрений;
- Для всех типов проектов возможность реализации органических удобрений по рыночно обоснованной стоимости существенно повышает рентабельность проектов.

Таким образом, на сегодняшний день потребление БМ на внутреннем рынке ограничено в виду высокой стоимости его производства по сравнению с ценами на ПГ. Перспективы производства биометана во многом зависят от законодательной поддержки на украинском рынке, а также возможности его экспорта.

Трансграничная торговля БМ целесообразна в случае распространения стимулов, применяемых на внутреннем рынке страны-импортера на импортируемый БМ. Существуют две принципиальные возможности экспорта БМ. Первая заключается в физической транспортировке БМ с помощью магистральных трубопроводов. Подключение к магистральным трубопроводам может быть целесообразно для очень крупных производителей БМ. Вторая возможность может быть реализована на базе соглашений между двумя или несколькими странами, позволяющими обмениваться сертификатами происхождения БМ. При этом физически БМ может подаваться в распределительные сети и потребляться на местном рынке, замещая соответствующее количество ПГ в магистральных трубопроводах. Для реализации этого механизма необходимо функционирование национальных реестров производства и потребления БМ во всех странах-участниках.



ПРИМЕРЫ ТЭО ПРОИЗВОДСТВА БИОМЕТАНА НА ОСНОВЕ ПТИЧЬЕГО ПОМЕТА В СМЕСИ С СИЛОСОМ КУКУРУЗЫ

Одними из потенциально перспективных могут быть проекты производства биометана на базе крупных птицефабрик в Украине, количество которых существенно выросло за последние годы. Для многих из них вопрос обезвреживания и безопасной утилизации помета является весьма актуальным. В то же время, большое количество помета, при добавлении технологически обоснованного количества зеленой биомассы (силоса кукурузы), может стать хорошим условием для реализации крупных биометановых проектов.

Ниже приведены примеры ТЭО строительства комплексов производства биометана на основе птичьего помета с птицефабрик с поголовьем от 0,58 до 4,66 млн голов, с добавлением 25 % силоса кукурузы (по органическому веществу). В качестве метода обогащения биогаза выбрана технология водяного скруббера. Биометан закачивается в сеть газораспределительные сети и используется для производства электрической энергии и тепловой энергии в когенерационной установке.

В базовой оценке основных технико-экономических показателей проектов (*Таблица 15*) приняты следующие основные условия:

- тариф на электроэнергию по двум разным вариантам — с коэффициентом ЗТ 2,3 (12,39 евроцентов/кВт·ч, без НДС) и с коэффициентом ЗТ 3,0 (16,16 евроцентов/кВт·ч, без НДС);
- цена закупки силоса кукурузы составляет 200 грн/т;
- стоимость птичьего помета условно нулевая;
- доля заемных средств финансирования проекта составляет 50 % (кредит на 10 лет под 10 % годовых);
- 50 % объема сброженной массы реализуется по рыночно обоснованной цене (223 грн/т);
- 50 % годового выхода тепловой энергии реализуется по тарифу 1000 грн/Гкал.



Табл. 15

**Технико-экономические
 показатели строительства БМС на птичьем помете**

Показатель	Размерность	Значения			
Поголовье птицы	тыс. гол	580	1 160	2 330	4 660
Силос кукурузы	т/год	6880	13761	27 640	55 279
Площадь земли под выращивание кукурузы	га	229	459	921	1 843
Производительность станции обогащения биогаза	нм ³ /ч (биогаз)	250	500	1 000	2 000
Производство биометана	нм ³ /ч (97 % CH ₄)	147	293	586	1 172
Инвестиции, всего	млн евро	4,17	6,13	9,10	13,61
<i>в т.ч. станция обогащения биогаза</i>	<i>млн евро</i>	<i>1,38</i>	<i>1,74</i>	<i>2,20</i>	<i>2,78</i>
Годовые эксплуатационные затраты	млн евро/год	0,30	0,52	0,96	1,84
Простой срок окупаемости K _{зт} = 3,0	лет	6,8	4,0	2,7	1,9
то же, K _{зт} = 2,3	лет	10,2	5,5	3,5	2,4
Себестоимость э/э из БМ	€cent/кВт·ч	13,3	10,8	9,2	8,1

Как видно, масштаб проекта существенно влияет на экономические показатели. Так, при одинаковых исходных условиях простой срок окупаемости проекта при «зеленом» тарифе на электроэнергию 16,16 €центов/кВт·ч снижается от 6,8 лет (для птицефабрики с поголовьем 580 тыс. гол) до 1,9 лет (с поголовьем 4660 тыс. гол), а при тарифе 12,39 €центов/кВт·ч — от 10,2 лет до 2,4 лет соответственно. Подобный тип проектов, в случае при продаже электроэнергии по тарифу 16,16 €центов/кВт·ч и наиболее полной утилизации тепловой энергии по тарифу 1000 грн/Гкал, может быть экономически привлекательным для птицефабрик с поголовьем от 1 млн голов, даже без продажи органических удобрений.



ПРЕДПОСЫЛКИ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА БИОМЕТАНА В УКРАИНЕ

Для развития производства биометана в Украине имеется целый ряд предпосылок, а именно:

1. Большое потребление ПГ, критическая зависимость Украины от внешних рынков, в том числе импорта природного газа из России.

2. Высокие и нестабильные цены на импортируемый ПГ, тенденция к их увеличению для всех категорий потребителей.

Развитая транспортная инфраструктура ПГ, включающая как магистральные трубопроводы, соединяющие Украину со странами Европы, так и сети распределительных трубопроводов, обеспечивающих большую часть населения Украины природным газом.

3. Большой потенциал производства БМ из отходов АПК, значительный потенциал земельных ресурсов, в том числе неиспользуемых земель, пригодных для выращивания энергетических культур с целью производства биометана.

4. Потенциально меньшая себестоимость выращивания энергетических культур по сравнению с западноевропейскими странами.

5. Наличие большого количества агрохолдингов, имеющих потенциал для развития крупных проектов по производству биометана.

6. Традиции использования ПГ на транспорте, развитая сеть газозаправочных станций.

БАРЬЕРЫ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ПРОИЗВОДСТВА БИОМЕТАНА

Идея производства биометана из биологического сырья в Украине относительно нова. Существуют экономические и законодательные барьеры для развития биометановых технологий в Украине, а именно:

1. Относительно высокая себестоимость производства БМ по сравнению с ценами на импортируемый природный газ.

2. Субсидирование внутренних цен на природный газ для населения и ЖКХ.



3. Отсутствие любых субсидий, стимулов, схем поддержки для производителей и потребителей БМ.
4. Отсутствие упоминания о БМ в законодательных актах о газоснабжении.
5. Отсутствие стандарта на производство БМ.
6. Отсутствие технических условий на подключение к сетям.
7. Отсутствие действующей государственной программы по развитию производства и потребления БМ.

ВЫВОДЫ

Уровень потребления природного газа в Украине достаточно высок. Доля ПГ в конечном потреблении энергии составляет более 40 %. При этом Украина обеспечивает себя природным газом за счет собственных ресурсов примерно на треть, остальной ПГ страна импортирует, преимущественно из России. Уменьшение потребления ПГ и его замещение альтернативами является вопросом национальной безопасности. Одной из возможностей замещения ПГ является производство биометана.

Украина обладает значительным потенциалом производства биогаза/биометана. Общий потенциал производства БГ/БМ из отходов АПК, ТБО, коммунальных и промышленных сточных вод оценивается в 3,2 млрд м³ СН₄ в год. Еще 3,3 млрд м³ СН₄ можно получить при выращивании энергетической кукурузы (или других энергетических культур) на площадях 1 млн га (3 % общей площади пахотных земель в Украине). Реализация этого потенциала определяется стратегией использования земельных ресурсов страны. Значительный дополнительный потенциал производства БМ связан с развитием методов газификации и метанизации древесной биомассы.

Украина является страной с развитой системой газоснабжения. Общая протяженность газораспределительных сетей составляет 246 тысяч километров. Более 70 % населения Украины имеет доступ к ПГ. Таким образом, на большей части территории Украины существует техническая возможность подключения производителей БМ к газораспределительным сетям среднего и низкого давления для локального потребления БМ.



Наличие уникальной системы магистральных газопроводов делает принципиально возможным экспорт полученного в Украине биометана в страны Западной Европы, в которых разработана система стимулирования производства БМ. Для развития перспектив экспорта БМ в страны ЕС необходим национальный реестр производства и потребления БМ для подтверждения источника его происхождения и соответствия определенным критериям, соответствующим требованиям аналогичных реестров стран ЕС и обеспечение взаимодействия между аналогичными реестрами европейских стран.

Украина относится к странам с традиционным использованием сжатого ПГ в качестве моторного топлива. В 2011 году в стране насчитывалось 200 тысяч автомобилей на сжатом ПГ и около 300 газозаправочных станций. Рынок использования БМ в качестве моторного топлива практически неограничен. Поскольку свойства БМ близки к свойствам ПГ, использование БМ в качестве моторного топлива возможно в любых пропорциях с ПГ. При этом нет необходимости в модификации транспортных средств или же газовых распределительных сетей.

Себестоимость производства БМ пока еще относительно высока, его конкурентоспособность зависит от цен на природный газ на местном или экспортном рынках. Минимальная себестоимость БМ составляет около 180 €/1000 м³. Себестоимость производства энергии из БМ колеблется от 0,02 до 0,12 €/кВт·ч. Себестоимость производства газового моторного топлива составляет от 3 до 10 грн/л. Наиболее рентабельными будут проекты производства электрической и тепловой энергии в КГУ в случае реализации электрической энергии по ЗТ, а 100 % тепловой по тарифу для промышленных предприятий. Проекты производства компримированного БМ и реализации его в качестве моторного топлива также могут, при определенных условиях, быть рентабельными. Проекты производства БМ с последующим замещением ПГ на промышленных предприятиях при текущей его стоимости наименее привлекательны и могут быть рентабельными лишь при низкой стоимости сырья, оборудования и т. п. Для всех типов проектов возможность продажи переработанного сырья в качестве органических удобрений по рыночно обоснованной стоимости существенно повышает рентабельность проектов.



Развитие производства БМ нуждается в государственной поддержке. В Украине отсутствует законодательство, способствующее производству и утилизации биометана. Для того, чтобы производство БМ в Украине развивалось, необходимо реализовать набор соответствующих мероприятий, среди которых можно выделить использование «зеленого» тарифа $k=3,0$ (16,16 €центов/кВт·ч, без НДС) в случае производства электроэнергии из биометана при условии обязательной утилизации тепла, разработку стандартов и технических условий на производство БМ и его использование в газовых сетях, гарантии отсутствия дискриминации при закачивании БМ в распределительные и потенциально магистральные газовые сети.

Необходимо установить на государственном уровне конкретные цели по производству биометана и сроки их достижения, а также разработать национальный реестр производства и потребления биометана. 🌱

Условные обозначения

- АПД** — адсорбция при переменном давлении;
- АПК** — агропромышленный комплекс;
- БГУ** — биогазовая установка;
- БМ** — биометан;
- БМС** — биометановая станция;
- КГУ** — когенерационная установка;
- МТ** — моторное топливо;
- ПГ** — природный газ;
- ТБО** — твердые бытовые отходы.

реклама

ПРИДБАЙТЕ СПЕЦІАЛІЗОВАНІ ЖУРНАЛИ РЕЄСТРАЦІЇ

- Журнал реєстрації вступних інструктажів з питань охорони праці
- Журнал реєстрації інструктажів з пожежної безпеки

З питань придбання звертайтеся:
тел. (044) 507-22-26 (27), podpiska@mediapro.com.ua

www.oppb.com.ua

**ОХОРОНА ПРАЦІ
І ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА**

