



ПЕРСПЕКТИВИ ВИРОБНИЦТВА ТА ВИКОРИСТАННЯ БІОМЕТАНУ В УКРАЇНІ

Аналітична записка БАУ № 11

Гелетуха Г.Г., Кучерук П.П., Матвеев Ю.Б.

25 липня 2014 р.

Обговорення в БАУ: з 11.07.2014 по 30.07.2014
Затвердження Правлінням БАУ та публікація на www.uabio.org: 25.07.2014
Публікація доступна на: www.uabio.org/activity/uabio-analytics
Для відгуків та коментарів: geletukha@uabio.org

ПОДЯКА

Автори висловлюють щирю вдячність всім спеціалістам, які прийняли активну участь в обговоренні аналітичної записки та надали свої зауваження і коментарі. Більшість зауважень була врахована при підготовці фінальної версії документу, що значно покращило його якість.

Зокрема, висловлюємо подяку:

Мовсєсову Гаррі Ервандовичу

Олійнику Євгенію Миколайовичу

Сисоєву Максиму Олександровичу

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗВИТОК ВИРОБНИЦТВА ТА ВИКОРИСТАННЯ БІОМЕТАНУ В СВІТІ.....	5
Загальноєвропейські проекти розвитку виробництва і споживання БМ.....	9
ТЕХНОЛОГІЇ ВИРОБНИЦТВА БІОМЕТАНУ.....	9
Вибір методів очистки біогазу.....	11
Методи збагачення біогазу до біометану	11
Порівняльна енергетична ефективність різних технологій збагачення біогазу	14
Стандартизація якості біометану.....	15
МЕХАНІЗМИ СТИМУЛЮВАННЯ ВИРОБНИЦТВА БІОМЕТАНУ В ЄС	16
Розробка національних реєстрів виробництва БМ	22
ПОТЕНЦІАЛ І МОЖЛИВОСТІ ВИРОБНИЦТВА БІОМЕТАНУ В УКРАЇНІ	22
МОЖЛИВОСТІ ВИКОРИСТАННЯ БІОМЕТАНУ В УКРАЇНІ	23
Масштаби проектів	23
Споживання природного газу в Україні	24
Газові мережі.....	24
Визначення та стандарти якості природного газу	27
Підключення до газорозподільчих мереж.....	29
Використання біометану автомобільним транспортом.....	29
ЕКОНОМІЧНА І АСПЕКТИ ВИРОБНИЦТВА БІОМЕТАНУ	31
ОЦІНКА ВАРТОСТІ ВИРОБНИЦТВА БІОМЕТАНУ В УКРАЇНІ.....	34
Приклади ТЕО виробництва біометану на основі пташинного посліду в суміші з силосом кукурудзи.....	36
ПРОПОЗИЦІЇ БАУ ЩОДО СТИМУЛЮВАННЯ РОЗВИТКУ ВИРОБНИЦТВА БІОМЕТАНУ	37
Передумови для виробництва БМ в Україні	37
Бар'єри для розвитку виробництва БМ.	38
Пропозиції БАУ	38
ВИСНОВКИ.....	39
Умовні позначення	41
Позначення одиниць вимірювання енергії.....	42
Попередні публікації БАУ.....	42

ВСТУП

В даній аналітичній записці Біоенергетичної асоціації України розглянуті перспективи розвитку нового для України напрямку відновлювальної енергетики – виробництва біометану (БМ). Показані можливості, важливість, доцільність, а також рекомендації щодо розвитку виробництва та використання біометану в Україні.

Біометан за нормальних умов є газоподібним паливом з теплотворною здатністю, близькою до ПГ (до 35 МДж/м³). На сьогоднішній день біометан виробляють переважно шляхом очистки та збагачення біогазу, що виробляється біохімічними методами з різних видів органічної сировини.

Виробництво біометану стрімко розвивається в країнах ЄС та має хороші передумови і перспективи в Україні, а саме:

1. Висока енергетична інтенсивність економіки України в порівнянні зі світовими показниками. Необґрунтовано велике споживання природного газу, в тому числі на потреби відсталих промислових підприємств.
2. Критична залежність України від нестабільних поставок газу із зовнішніх ринків, в тому числі з Росії.
3. Високі та нестабільні ціни на природний газ, тенденції до їх збільшення для всіх категорій споживачів.
4. Великий потенціал виробництва біогазу з відходів АПК (3,2 млрд. м³ СН₄ в рік).
5. Великий потенціал виробництва біогазу/біометану (3,3 млрд. м³ СН₄ в рік) при використанні вільних орних родючих земель для вирощування сировинних енергетичних культур за їх потенційно меншої собівартості (в порівнянні з виробництвом західних країн).
6. Наявність значної кількості агрохолдингів, які мають фінансово-земельний потенціал для розвитку крупних проектів по виробництву біометану.
7. Розвиток транспортної інфраструктури ПГ, яка включає магістральні трубопроводи, що з'єднують Україну з країнами Європи, а також й мережі розподільчих трубопроводів, які забезпечують велику частину населення України природним газом.
8. Традиції використання ПГ на транспорті, розвинута мережа газових заправних станцій (АГНКС¹).

Біометан можна виробляти як для внутрішнього споживання (подача в газорозподільчі мережі з подальшим використанням для виробництва електричної та/або теплової енергії, або використання в якості автомобільного палива), так і для експорту (магістральні газопроводи, автомобільним, залізничним або морським транспортом).

В нинішній час в Україні немає прикладів виробництва біометану, як й не існує нормативної та законодавчої бази для його використання. Враховуючи перспективність даного напрямку в сучасних умовах України, наведений в даній роботі матеріал є достатньо корисним та актуальним при прийнятті політичних та інвестиційних рішень.

¹ АГНКС – автомобільна газонаповнювальна компресорна станція

РОЗВИТОК ВИРОБНИЦТВА ТА ВИКОРИСТАННЯ БІОМЕТАНУ У СВІТІ

Загальне виробництво первинної енергії з біогазу в країнах ЄС в 2012 р становило понад 12 млн т н.е. (екв. 18,8 млрд м³ ПГ)². Загальна кількість біогазових установок в 2014 р перевищувала 13 800 од³. Згідно національним планам дій з розвитку відновлювальної енергетики країн ЄС (NREAP), до 2020 р очікується виробництво біогазу в еквіваленті 28 млрд м³ ПГ. При цьому очікується, що використання земельних ресурсів для реалізації заявлених енергетичних планів не призведе до конкуренції з виробництвом основних продуктів харчування та кормів.

Домінуючим напрямком енергетичного використання біогазу є виробництво електроенергії з подальшим постачанням до електричної мережі. За останнє десятиліття почали інтенсивно розвиватися проекти виробництва біометану з подальшим закачуванням в мережі ПГ. Звичайно біометан подається в розподільчі мережі під тиском нижче 16 бар. Приклади інжекції біометану в магістральні трубопроводи високого тиску або газові сховища відсутні. В деяких випадках БМ подметься напряму на газозаправні станції для використання в якості моторного палива.

Проекти виробництва біометану географічно розміщені в європейських країнах, Північній Америці (США, Канада), а також далекосхідних країнах: Японії та Північній Кореї (рис. 1).

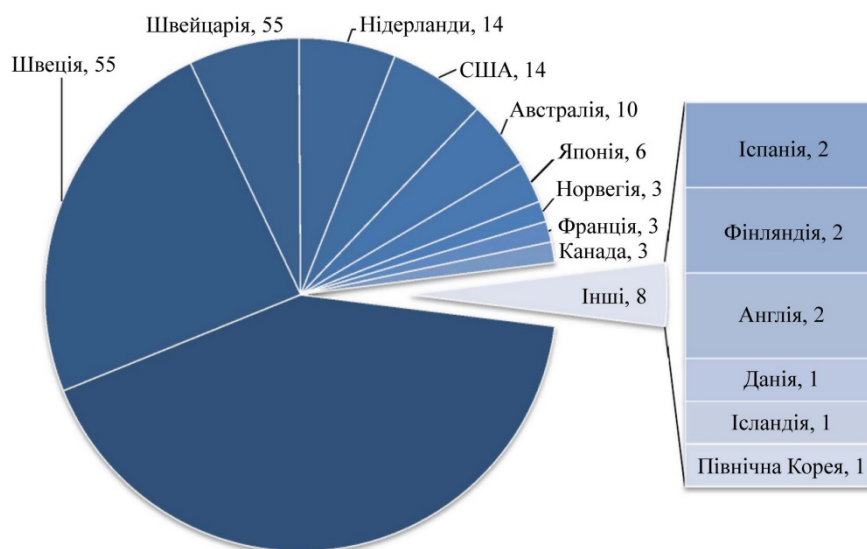


Рис. 1 – Кількість проектів виробництва біометану в світі⁴, IEA Bioenergy Task 37, 2012

В нинішній час БМ виробляється в 15 європейських країнах⁵. Подача БМ в мережу відбувається в 11 країнах (Австрія, Чехія, Німеччина, Данія, Фінляндія, Франція, Люксембург, Нідерланди, Норвегія, Швеція, Великобританія)⁶. В 12 європейських країнах

² Biogas Barometer / EurObserver, 2013

³ European Biogas Assotiation (EBA) / Press release, 15 January 2014, Nuremberg

⁴ Fredric Bauer, Christian Hulteberg, Tobias Persson, Daniel Tamm. Biogas upgrading – Review of commercial technologies / SGC Rapport 2013:270

⁵ EBA's BIOMETHANE fact sheet / European Biogas Assotiation (EBA), 2013

⁶ Attila Kovacs Proposal for a European Biomethane Roadmap / EBA, December 2013

(Австрія, Чехія, Німеччина, Данія, Фінляндія, Франція, Угорщина, Ісландія, Італія, Нідерланди, Швеція, Великобританія) біометан використовується як моторне паливо (в тому числі у вигляді суміші з ПГ). Біометан також використовують для виробництва тепла (в чистому виді або в суміші з ПГ).

На сьогоднішній день загальна кількість біометанових станцій в європейських країнах досягла 250 од., з яких 200 станцій подають БМ в мережу ПГ⁷.

Для очистки біогазу до біометану використовують різні технології. Найбільш розповсюджена технологія водяного скрубера, а також адсорбція при змінному тиску (АЗТ) та використання хімічного скрубера (рис. 2).

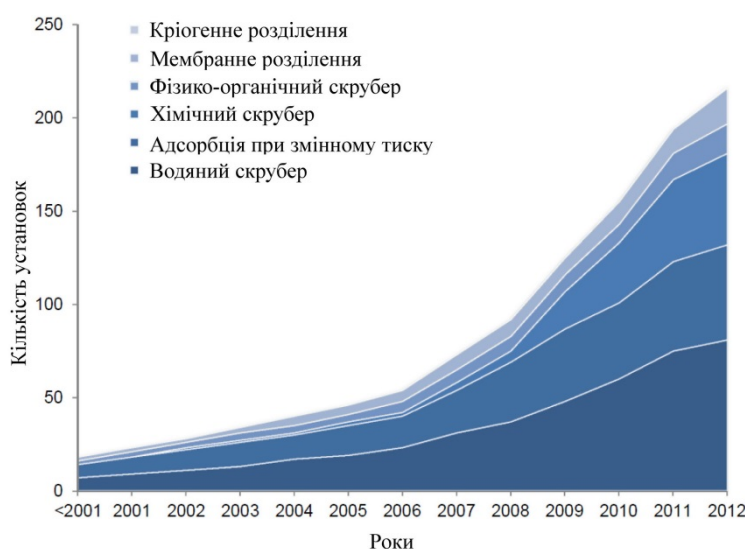


Рис. 2 – Технології очистки біогазу до біометану в світі⁸, *IEA Bioenergy Task 37, 2012*

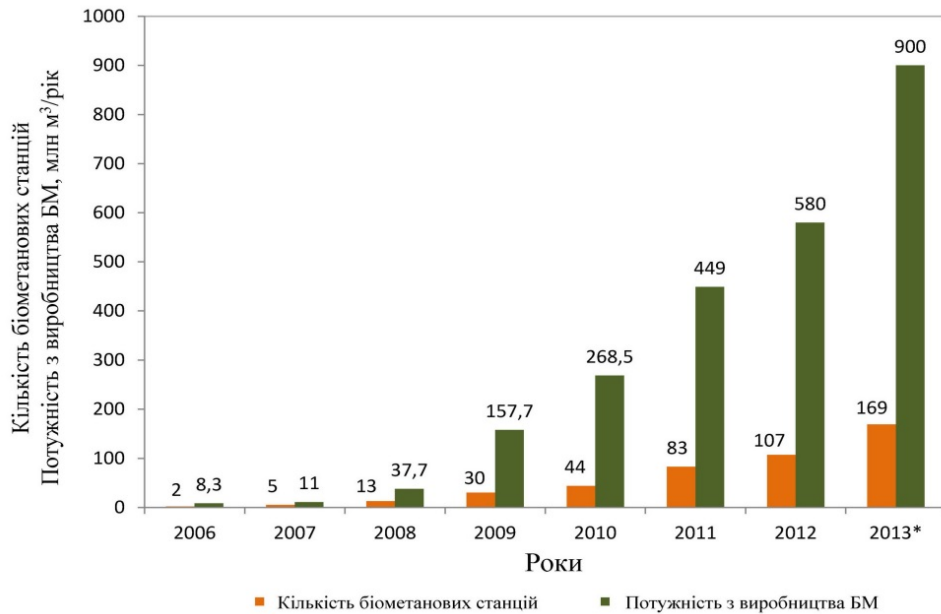
Загальне виробництво БМ в 2012 р складало 0,76 млрд м³. За оцінками Європейської біогазової асоціації (ЕВА) до 2020 р виробництво БМ в країнах ЄС може досягнути 8,9 млрд м³/рік, до 2030 г. – 19,8 млрд м³/рік. Згідно результатів досліджень трьох європейських біометанових проектів BIOMASTER, GreenGasGrids та Urban Biogas, до 2030 р біометан зможе замінити 3% від загального споживання ПГ, або 10% від загального споживання моторних палив, або 0,5% від загального споживання моторних палив в ЄС.

Найбільш динамічно проекти виробництва БМ розвиваються в **Німеччині**. Перша установка з виробництва біометану почала свою роботу в 2006 р. За період з 2006 по 2013 рр. кількість біометанових проектів зросла до 169 од. При цьому загальна потужність виробництва БМ збільшилась до 900 млн м³ БМ в рік (рис. 3).

Більша частина проектів постачала біометан в газові мережі, декілька проектів забезпечували заправні станції. Потужність біометанових проектів варіюється в країні в широких межах. Найбільш крупні проекти виробляють до 10 000 м³/год біометану (Güstrow, Zörbig, Schwedt), а невеликі проекти виробляють менше 300 м³/год біометану. Середня проектна потужність виробництва біометану складає 550-600 м³/год.

⁷ European Biogas Association (EBA) Deutsche Energie Agentur (DENA), 2014

⁸ Fredric Bauer, Christian Hultberg, Tobias Persson, Daniel Tamm. Biogas upgrading – Review of commercial technologies / SGC Rapport 2013:270



*- прогноз по заявленим проектам

Рис. 3 – Розвиток виробництва біометану в Німеччині⁹

Вцілому, станом на грудень 2013 р первинна енергія біометану в Німеччині використовувалась переважно у вигляді електричної (68%) та теплової енергії (31%).

Природний газ відігравав незначну роль в транспортному секторі Німеччини. Приблизно 90 тис. автомобілів країни працює на природному газі (0,2% автопарку). З цієї причини лише незначна доля (1%) БМ знайшла застосування в якості моторного палива. При цьому кількість газозаправних станцій достатньо велика та складає 900 од., хоча густина газозаправної мережі поступається густині заправок на рідкому паливі. Існує тенденція росту використання біометану в якості МП. Так, протягом 2012 р доля використання біометану на транспорті зросла с 6 до 15% від загального споживання моторного палива на ринку.

Федеральне Правління Німеччини поставило мету до 2020 р збільшити виробництво БМ до 6 млрд м³/рік та до 2030 р – до 10 млрд м³/рік. Сформульовані також цілі щодо подальшого збільшення використання БМ в якості моторного палива. Виконання цих цілей буде супроводжуватись збільшенням кількості газозаправних станцій с 900 до 1300 од., введенням норми використання БМ на рівні 20% в суміші зі стиснутим ПГ.

Швецію по праву вважають лідером використання біометану в транспорті. Станом на 2012 р тут нараховувалось 55 біометанових станцій (БМС), з яких лише 11 постачали БМ в мережу ПГ¹⁰. Загальна продуктивність станцій складала порядку 135 млн м³ БМ в рік. При середньому щорічному зростанні споживання метану в якості моторного палива на 25% частка біометану в 2009 р в Швеції в два рази перевищила частку природного газу (рис. 4).

В Швеції є розвинена інфраструктурна мережа, яка дозволяє споживати БМ в значній кількості. Так, в 2012 р тут нараховувалось 138 публічних та 57 відомчих газозаправних

⁹ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., dena

¹⁰ Svenskt Gastekniskt Center AB (SGC), 2013

станцій для БМ. Біометан використовували 44 тис. автомобілів, в т.ч. 1800 автобусів та 600 вантажних автомобілів.

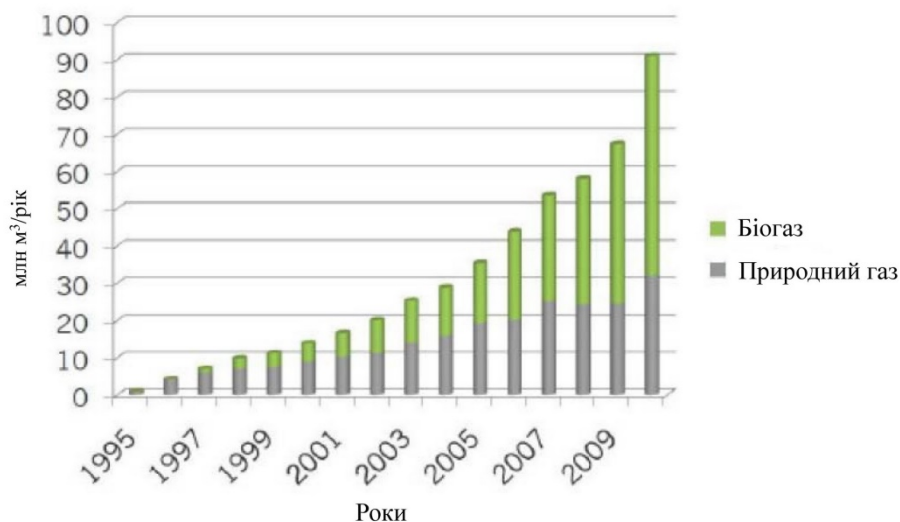


Рис. 4 – Розвиток споживання метану транспортним сектором Швеції¹¹

Для очистки біогазу в Швеції в основному використовують технологію водяного скрубера (68,6%), в меншій мірі АЗТ (14,7%) та амонійний скрубера (16,7%).

В **Швейцарії** станом на 2013 р працювало 19 БМС та 135 заправних станцій на БМ. Загальна продуктивність БМС складала біля 53 млн м³ БМ в рік. В Швейцарії добре розвинена інфраструктура для використання газового моторного палива. Влада підтримує використання як стиснутого, так й зрідженого газу, існують біля 10 тис. газових автомобілів та 130 громадських заправних станцій.

Найбільш поширена очистка АЗТ (11 станцій). Застосовуються також хімічний та амінові скрубери (по 3 станції), а також фізико-органічний скрубера (2 станції).

В **Нідерландах** в 2012 р працювали 21 БМС. Чотири станції виробляли біометан з біогазу полігонів ТПВ, 4 – осадів стічних вод, 10 – органічної фракції ТПВ та промислових відходів, 3 – біомаси АПК. На всіх БМС була організована подача БМ в мережу ПГ. Загальне виробництво БМ знаходиться на рівні 100 млн. млн м³ в рік¹². Метою країни є виробництво біометану в 2030 р в енергетичному еквіваленті 24 ПДж (670 млн м³ СН₄).

В **Австрії** існують багаторічні традиції отримання біогазу з ТПВ, осадів стічних вод та промислових відходів. Крім виробництва біометану з біогазу, розвиваються технології газифікації, а також дослідницькі проекти з виробництва синтетичного природного газу (bio-SNG). Пілотна установка з виробництва bio-SNG з деревини потужністю 130 м³/год запущена в 2006 р в місті Гюссинг.

Всього в країні працює більш 500 біогазових установок (БГУ). Перша станція з виробництва біометану запрацювала в 2005 р, на сьогоднішній день нараховується 12 БМС загальною продуктивністю біля 24 млн м³ БМ в рік¹³. Більша частина станцій подає БМ в

¹¹ Natural Gas for Vehicles – IGU & UN ECE Joint Report

¹² GreenGasGreeds / Netherlands / Biomethane Utilisation pathways. Доступно: <http://www.greengasgrids.eu/market-platform/netherlands/utilisation-pathways.html>

¹³ Günter Bochmann / Universität BOKU, 2013 Austria

мережу ПГ. В трьох проектах організована безпосередня подача БМ на газозаправні станції. Біометан переважно утилізується на транспорті, а також для виробництва тепла.

В Австрії нараховувалось біля 6000 автомобілів на стиснутому природному газі, які споживали біля 475 ТДж (2% від споживання ПГ). Система з 170 газозаправних станцій є однією з найбільш розвинутих в Європі. Планується збільшити кількість заправок до 200. Розвинена також система змішування з ПГ за допомогою добавки 20% біометану під брендом bio-CNG.

Найбільш поширеною технологією очистки біогазу є технологія АЗТ (5 станцій). Застосовуються також технології водяного та амінового скрубера, а також мембранного розділення.

Загальноєвропейські проекти розвитку виробництва і споживання БМ

Розвиток виробництва БМ в Європі супроводжується та стимулюється загальноєвропейськими проектами, наприклад:

- **GreenGasGreeds** – проект, що має сприяти виробництву та подачі БМ в мережу; в проекті приймає участь консорціум з 13 європейських партнерських компаній, які координуються Німецьким Енергетичним Агенством (dena);
- **BIOMASTER** – проект, який підтримує 17 партнерських компаній, і який має сприяти використанню біометану на транспорті; проектом ставиться також мета сприяти використанню метану в мережі ПГ;
- **Urban Biogas** – проект, що має сприяти використанню біометану в локальних мережах ПГ міських населених пунктів. Базовою ідеєю проекту є розробка проектів переробки муніципальних відходів в біометан в містах п'яти європейських країн (Хорватія, Португалія, Австрія, Польща, Латвія).

ТЕХНОЛОГІЇ ВИРОБНИЦТВА БІОМЕТАНУ

Біометан можна виробляти трьома основними способами:

1. Мікробіологічна ферментація органічного матеріалу з низьким вмістом лігноцелюлозних комплексів (ЛЦК), в основному з сировини та відходів АПК, органічної фракції ТПВ, стічних вод та осадів в контрольованих біореакторах з отриманням біогазу та наступної його очистки від домішок з підвищенням вмісту метану та доведенням до якості ПГ;
2. Збір біогазу на полігонах та звалищах ТПВ з наступною його очисткою від домішок та доведенням до якості ПГ;
3. Газифікація біомаси (з високим вмістом ЛЦК, переважно деревини), з отриманням синтез-газу (суміш водню, окису вуглецю та метану) з подальшою його метанізацією, очищенням та доведенням до якості ПГ. Технологія газифікації та метанізації знаходиться на стадії досліджень та пілотних проектів.

Біогаз складається переважно з CH_4 та CO_2 (сумарно до 98-99%) та домішок (0-2%). В залежності від виду сировини та технології, що застосовується, склад біогазу може значно відрізнятися, що багато в чому визначає технологію його очистки при виробництві біометану. В табл. 1 наведена порівняльна характеристика біогазу з різних джерел.

Таблиця 1. Склад та властивості біогазу з різних джерел¹⁴

Параметр	Одиниця вимірювання	Біогаз з полігонів	Біогаз з гною
		ТПВ	
Нижча теплотворна здатність	МДж/нм ³	16	23
	кВт·ч/нм ³	4,4	6,5
Об'ємна вага	МДж/кг	12,3	20,2
	кг/нм ³	1,3	1,2
Число Уобба	МДж/нм ³	18	27
Метанове число	-	> 130	>135
Метан	об-%	45	63
Метан, варіація	об-%	35–65	53–70
Вищі гідрокарбонати	об-%	0	0
Водень	об-%	0–3	0
Оксид вуглецю	об-%	0	0
Двоокис вуглецю	об-%	40	47
Двоокис вуглецю, варіація	об-%	15–50	30–47
Азот	об-%	15	0,2
Азот, варіація	об-%	5–40	–
Кисень	об-%	1	0
Кисень, варіація	об-%	0–5	–
Сірководень	ppm	< 100	< 1000
Сірководень, варіація	ppm	0–100	0–10000
Аміак	ppm	5	<100
Загальний хлор (в перерахунку на Cl ⁻)	мг/нм ³	20–200	0–5

Важливою відмінністю біогазу, зібраного на полігонах ТПВ, є ймовірність підвищеного вмісту в ньому азоту, кисню, сполук сірки, хлору, силосанів. В свою чергу, біогаз з відходів та сировини АПК відрізняється підвищеним вмістом сірководню та аміаку, але силосани¹⁵ в ньому практично відсутні.

Різні компоненти в біогазі можуть чинити різний вплив на системи подальшого транспорту та утилізації біогазу. В табл. 2 наведені основні домішки в біогазі та характер їх впливу.

В біогаз, що відкачується на полігонах ТПВ, разом з азотом, може потрапляти кисень при інфільтрації повітря в тіло полігону. Кисень сприяє корозії та утворенню біообростань в газосховищах. Пріоритетною задачею, у випадку виробництва біометану, є максимальне зменшення потрапляння кисню в біогаз, що досягається як застосуванням відповідних способів попередньої очистки, так і контролем потрапляння повітря в системах очистки біогазу на полігонах ТПВ.

¹⁴ M. Persson, O. Jönsson, A. Wellinger. Biogas upgrading to vehicle fuel standards and grid injection. – IEA Bioenergy. Task 37 - Energy from biogas and landfill gas. – December 2006.

¹⁵ Силосани — сполуки, що містять в молекулі атоми кремнію та кисню

Таблиця 2. Види домішок в біогазі з різних джерел та характер їх впливу¹⁶

Вид домішок	Джерело утворення	Характер впливу
CO ₂	Мінералізація вуглецю органічної речовини	Понижує загальну калорійність, призводить до корозії металевих частин обладнання внаслідок утворення слабкої вуглецевої кислоти
H ₂ S	Білки, гній, органічні відходи	Призводить до корозії металевих частин, емісії SO ₂ при спалюванні або H ₂ S при неповному спалюванні, знищує каталітичний нейтралізатор
H ₂ O		Внаслідок утворення з іншими речовинами слабких кислот сприяє корозії металевих частин, пошкоджує вимірвальні прилади внаслідок потрапляння конденсату, призводить до обмерзання накопичувачів вологи при високих тисках та відносно низькій температурі
NH ₃	Білки	Призводить до збільшення антидетонаційних властивостей двигунів, зумовлює утворення NO _x , сприяє корозії
N ₂	З повітрям	Призводить до збільшення антидетонаційних властивостей двигунів, понижує загальну калорійність
Силоксани	Косметика, протиспінюючі речовини, миючі засоби. Наявність в біогазі з полігонів ТПВ та осадів СВ	Внаслідок утворення кварцевих частинок кремнезему призводить до стирання рухомих частин обладнання
Пил	Біогаз полігонів ТПВ	Призводить до закупорення вентиляційних та димових труб

Вибір методів очистки біогазу

Існує три основні причини, згідно яких необхідно очищувати біогаз:

- Забезпечення відповідності вимогам до властивостей палива, яке застосовується в різного типу обладнанні (двигуни, котли, паливні елементи і т.п.);
- Збільшення калорійності газового палива;
- Стандартизація газових палив.

Методи очистки біогазу від домішок залежать від способів його подальшої утилізації. Так, наприклад, при використанні біогазу для виробництва тепла в котлах, обмеження стосуються лише концентрації H₂S (не більше 1000 ppm). При цьому немає необхідності видаляти вологу та вуглекислий газ. У випадку застосування біогазу в кухонних плитах існують більш високі вимоги до очистки від H₂S. При спалюванні біогазу в газо-поршневих двигунах існують певні вимоги до вмісту H₂S (зазвичай не більше 200 ppm) та силоксанів, а також до надмірного вмісту вологи (не допускається утворення конденсату). Найбільш суворі вимоги до очистки біогазу висуваються у випадку його подачі в мережу ПГ та при прямому використанні в якості моторного палива. В цьому випадку треба збагачувати біогаз до якості ПГ.

Методи збагачення біогазу до біометану

Головним цільовим компонентом видалення при збагаченні біогазу до якості БМ є вуглекислий газ. Технологія його видалення є визначальною в загальній схемі очистки. Додатковими етапами очистки є попереднє видалення або доочистка від домішок, переважно H₂S, вологи, силоксанів, а також можлива корекція складу БМ по температурі точки роси та

¹⁶ Sabine Strauch, Joachim Krassowski, Ankit Singhal. Biomethane Guide for Decision Makers – Policy guide on biogas injection into the natural gas grid / Fraunhofer UMSICHT WP 2 / D 2.3 April 2013

теплотворній здатності в залежності від вимог стандарту, що застосовується. Важливим компонентом схеми є очищення відхідних газів при скиданні в атмосферу.

В основі технологій, що застосовуються для збагачення біогазу, лежать сорбційні, фільтраційні та криогенні методи. Існують 6 основних комерційних технологій збагачення біогазу:

- Адсорбція при змінному тиску (АЗТ).
- Абсорбція водою (водяний скруббер).
- Фізична абсорбція органічними сорбентами.
- Хімічна абсорбція органічними сорбентами.
- Мембранна сепарація.
- Криогенна сепарація.

Адсорбція при змінному тиску (АЗТ)

Сутність методу АЗТ заключається в сорбції молекул CO_2 на поверхні матеріалів при підвищеному тиску. В якості сорбуючих матеріалів зазвичай застосовують активоване вугілля або молекулярні сита. В процесі видаляються також O_2 та N_2 . Регенерація матеріалів відбувається шляхом десорбції при пониженому тиску. В даному методі вологу та H_2S видаляють на попередньому етапі.

Абсорбція водою (водяний скруббер)

Розчинність CH_4 в воді в 25 та 74 рази менше розчинності CO_2 та H_2S відповідно ($P=101.325 \text{ Па}$, $T=20^\circ\text{C}$)^{17,18,19}. Ця фізична здатність покладена в основу методу розділення газів шляхом абсорбції в водяному скруббері при підвищеному тиску (до 5-10 бар). Десорбція CO_2 та H_2S з води відбувається при пониженні тиску до атмосферного або шляхом вакуумування. Для інтенсифікації десорбції застосовують віддувку газів повітрям. Для попередження біологічного обростання системи водозабору на очисній лінії, рекомендується видаляти H_2S на попередній стадії. Пари води видаляють після станції збагачення. Особливістю даної технології є необхідність контролю вмісту O_2 в БМ, який попадає в нього з водою після віддувки повітрям.

Фізична абсорбція органічними сорбентами (фізико-органічний скруббер)

Деякі органічні речовини здатні поглинати CO_2 та H_2S більш активно, ніж вода. В якості такого сорбенту зазвичай використовують поліетиленгліколь (наприклад, торгових марок Selexol[®] та Genosorb[®]). Основні процеси в даному випадку відбуваються по аналогії з технологією водяного скруббера. Сірководень рекомендується видаляти на попередньому етапі, оскільки при регенерації органічного сорбенту необхідна значна кількість енергії на його видалення.

¹⁷ R. Crovetto, Evaluation of Solubility Data for the System $\text{CO}_2\text{-H}_2\text{O}$, J. Phys. Chem. Ref. Data, 20, 575, 1991.

¹⁸ P. G. T. Fogg and C. L. Young, Eds., IUPAC Solubility Data Series, Vol. 32, Hydrogen Sulfide, Deuterium Sulfide, and Hydrogen Selenide, Pergamon Press, Oxford, England, 1988.

¹⁹ H. L. Clever and C. L. Young, Eds., IUPAC Solubility Data Series, Vol. 27/28, Methane, Pergamon Press, Oxford, England, 1987.

Хімічна абсорбція органічними сорбентами (хімічний скруббер)

Інші органічні речовини володіють здатністю до селективного хімічного зв'язування CO_2 при низькому тиску. В технології хімічного скрубера використовують речовини групи амінів (моноетаноламін, діметилетаноламін). Даний метод відрізняється високою ступенем видалення CO_2 при незначних втратах CH_4 . Регенерація сорбенту відбувається шляхом зворотної хімічної реакції, яка ініціюється зазвичай нагріванням та/або вакуумуванням. Сірководень видаляють на попередній стадії. Після збагачення, біометан осушують та стискають.

Мембранна сепарація

Мембранна сепарація буває двох основних типів: «газ-мембрана-газ» («сухі» мембрани) та «рідина-мембрана-газ» («мокрі» мембрани). Принцип «сухих» мембран базується на створенні різниці тисків по обидва боки від мембрани, при цьому молекули газів (CO_2 та H_2S) проходять скрізь пори мембрани, а молекули CH_4 залишаються. «Сухі» мембрани працюють при високому (>20 бар) або середньому (8-10 бар) тиску. У випадку «мокрих» мембран використовують абсорбенти (аміни), поглинаючи CO_2 , який дифундує через мембрану. Процес відбувається при низькому надлишковому тиску, близькому до атмосферного. Перед збагаченням біогаз стискають та осушують. Після розділення необхідна доочистка БМ від H_2S .

Кріогенна сепарація

Температури кипіння метану $-161,5^\circ\text{C}$, а вуглекислого газу $-78,5^\circ\text{C}$. При пониженні температури в умовах надлишкового тиску CO_2 переходить в рідкий стан, в той час коли метан знаходиться ще в газоподібному стані. При цьому CO_2 можна відносно легко відділити від метану. Виділений таким способом CO_2 є достатньо чистим та може бути товарним продуктом. На попередніх етапах з біогазу видаляють вологу та сірководень.

Видалення сірководню (H_2S)

Для видалення H_2S застосовують біологічні, хімічні та фізико-хімічні методи. При біохімічній десульфуризації в біогаз потрапляє надлишкова кількість O_2 та N_2 , які необхідно враховувати при виборі подальшої технології його збагачення до БМ. У зв'язку з цим інші методи, такі як каталітичні перетворення в сірку на поверхні активованого вугілля, або реакція обміну с оксидом/гідроксидом заліза з утворенням FeS , в ряді випадків є більш бажаними.

Видалення кисню (O_2) та азоту (N_2)

В технологіях збагачення біогазу, таких як АЗТ та мембранна сепарація, кисень та азот до певної міри видаляються разом з CO_2 .

Видалення води

Біогаз на виході з реактора або тіла полігону ТПВ має відносну вологість 100%. Маса парів води в ньому залежить від температури і складає 40 г/нм^3 при 35°C . Типовим способом видалення вологи з біогазу є конденсація парів при низьких температурах. Для підвищення температури точки роси, перед охолодженням додаткового підвищують тиск біогазу.

У випадку використання біометану як моторного палива, температура точки роси повинна бути нижче -40°C при тиску 4 бар. В цьому випадку додатково застосовують адсорбцію парів води на поверхні сушильного агенту (силікагель або оксид алюмінію). Адсорбцію проводять при надлишковому тиску, після чого регенерують сушильний агент при зниженні тиску.

Іншим способом пониження точки роси може бути абсорбція води в гліколі або гігроскопічних солях. Десорбція води відбувається при підвищенні тиску. Солі ж необхідно замінювати.

Видалення силоксанів

Для видалення силоксанів можна використовувати активоване вугілля. Вугілля регенерації не піддається, а тому необхідна його повна заміна. Іншим методом є абсорбція в рідкому розчині гідрокарбонатів.

В табл. 3 наведена порівняльна характеристика розглянутих технологій збагачення біогазу по показникам споживання енергетичних та матеріальних ресурсів, а також основним параметрам процесу.

Таблиця 3. Порівняльна характеристика технологій збагачення біогазу²⁰

		АЗТ	Водяний скруббер	Фізична абсорбція органічними сорбентами	Хімічна абсорбція органічними сорбентами	Мембранна сепарація	Кріогенна сепарація
Споживання е/е	кВт·год/ 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
Споживання тепла	кВт·год/ нм ³ БГ	0	0	~ 0,3	0,5- 0,8	0	0
Температура теплоносія	°C	-	-	55-80	110- 160	-	-
Необхідний тиск в системі	бар	4-7	5-10	4-7	0,1-4	5-10	
Втрати метану	%	1-5	0,5-2	1-4	0,1	2-8	
Необхідність очистки відхідних газів (вимоги стандартів EEG та GasNZV)		так	так	так	ні	так	так
Тонка доочистка біогазу від сірководню		так	ні	ні	так	реком	так
Потреба в воді		ні	так	ні	так	ні	ні
Потреба в хімічних реагентах		ні	ні	так	так	ні	ні

Порівняльна енергетична ефективність різних технологій збагачення біогазу

Оцінка загального споживання енергії на виробництво біогазу та його збагачення до біометану показує, що енергетична ефективність комплексу складає від 60 до 66% (рис. 5) для різних технологій збагачення. При цьому, більш ефективними є технології водяного

²⁰ Biomethane / FNR, 2013

скрубера, АЗГ та мембранної сепарації. Хімічний скрубер, внаслідок додаткового споживання тепла на технологічний процес регенерації сорбенту, енергетично менш ефективний.

У випадку виробництва енергії із незбагаченого біогазу в КГУ, загальна енергетична ефективність, при відсутності споживання тепла (типовий випадок на практиці), обмежена електричним ККД газопоршневого двигуна та на перевищує 35-40%. Тому, збагачення біогазу до біометану з подальшою найбільш повною утилізацією його енергії може вважатися пріоритетним напрямком з точки зору раціонального використання ресурсу (як сировинного, так і енергетичного). В свою чергу, найбільш повна утилізація енергії виробленого біометану можлива при мінімальних втратах при транспортуванні та кінцевому споживанні. Виробництво електричної енергії із збагаченого біогазу/біометану без утилізації теплоти вважається недоцільним.

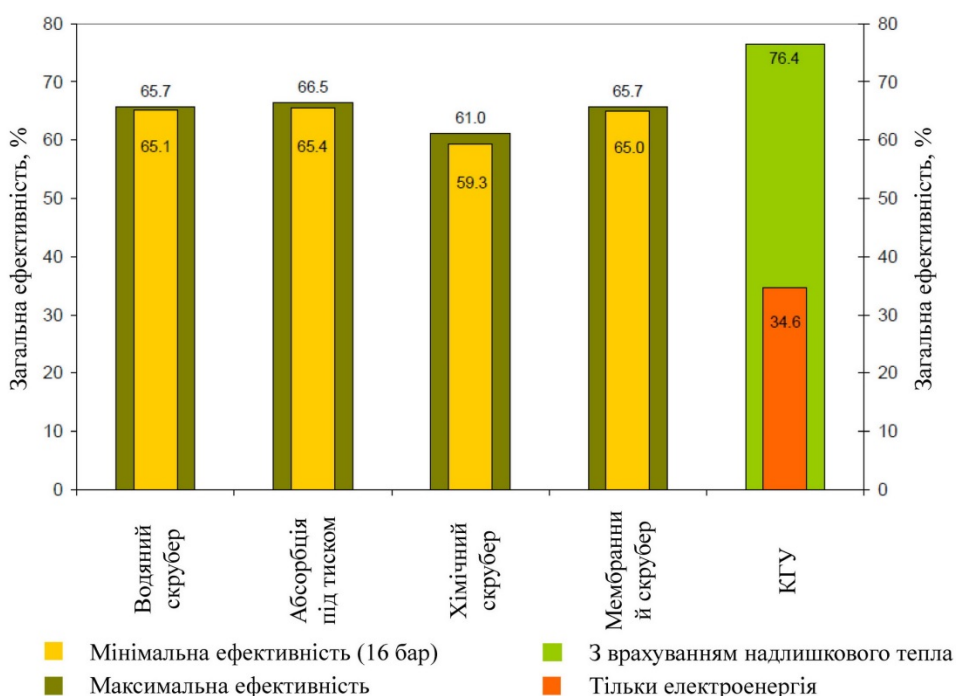


Рис. 5 – Енергетична ефективність виробництва біометану та виробництва електричної та теплової енергії в КГУ²¹

Стандартизація якості біометану

Більшість існуючих стандартів на біометан розроблені в європейських країнах та регулюють його властивості при подачі до мережі ПГ. Стандарт на біометан при його використанні в якості моторного палива застосовується лише в Швеції (SS155438:1999). В табл. 4 наведені порівняльні вимоги національних стандартів до складу біометану в ЄС.

²¹ DWGW, 2010

Таблиця 4. Вимоги національних стандартів до складу БМ²²

Компонент	Од. вим.	Австрія ^{a)}	Франція	Бельгія	Чехія	Німеччина	Нідерланди	Швеція	Швейцарія
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		
S заг.		≤ 10	≤ 30	≤ 30	≤ 30	≤ 30	≤ 45 (16,5)	≤ 23	≤ 30
H ₂ S (+COS у Франції та Бельгії)		≤ 5	≤ 5	≤ 5	≤ 7	≤ 5	≤ 5	≤ 10	≤ 5
Меркаптани		≤ 6	≤ 6	≤ 6	≤ 5	≤ 15	≤ 10 (6)		≤ 5 ppmV
Хлориди	мг/нм ³	0	≤ 1 (Cl) ≤ 10 (F)	≤ 1 (Cl) ≤ 10 (F)	≤ 1,5 (F+Cl)	0	≤ 50/25 (Cl/F)		≤ 1
Важкі метали			≤ 1 (μг, Hg)	≤ 1 (μг, Hg)		≤ 5			≤ 5
Силоксани		≤ 10			≤ 6 (Si)		≤ 5 ppm = 6.2 (Si) (0.08 (Si))		
Аміак		техн. відсутні	≤ 3	≤ 3	не сод.		≤ 3	≤ 20	≤ 20
H ₂ O				≤ 110				≤ 32	
Точка роси	°C	≤ -8, 40 бар	≤ -5, P _{max}		≤ -10	темп. грунту	≤ -10, 8 бар (≤ -8, 70 бар)	≤ t _{min} -5	Відсутні -сть конден- сатуотво- рення
Одорант		за вимогою	15-40 мг ТНТ/м ³			за вимогою	>10, 18- 40 мг ТНТ/м ³		
Частинки		техн. відсутні	техн. відсутні		немає частинок	немає частинок	техн. відсутні	≤ 1 (μмоль)	

Позначення: а) - OEVGW G31 / G33

Видно, що вимоги до якості біометану варіюються в широких межах для різних країн. Наприклад, в Нідерландах та Франції вміст CH₄ в біометані може опускатися до 85 та 86% відповідно. В Швеції вміст CH₄ в біометані повинен перевищувати значення 97%.

МЕХАНІЗМИ СТИМУЛЮВАННЯ ВИРОБНИЦТВА БІОМЕТАНУ В ЄС

Підтримка держави є ефективним стимулом виробництва та використання БМ. Сучасні схеми підтримки ВДЕ в Європі в основному спрямовані на виробництво електроенергії. На національному рівні лише декілька держав-членів ЄС визначили конкретні цілі з виробництва біометану та методи їх досягнення. Нижче наводиться короткий опис механізмів стимулювання виробництва БМ в країнах-лідерах в даній області, для опису використаних матеріалів роботи²³.

²² Mattias Svensson. Biomethane standards. Gas quality standardization of biomethane, going from national to international level / European workshop Biomethane, Brussels 11 March 2014

²³ Overview of biomethane markets and regulations in partner countries. – GreenGasGreed. – March 2012.

Німеччина є лідером розвитку біогазових технологій в Європі. Основною сировиною для виробництва біометану є силос кукурудзи. Особливо це характерно для крупних проектів. Використання навозу характерно для мілких БГУ, які виробляють електроенергію з біогазу. Новий німецький акт про ВДЕ, що вступив в силу в 2012 р, обмежує частку використання силосу кукурудзи та відходів зернових культур для виробництва біогазу/біометану не більше 60%. Одночасно стимулюється використання побутових та промислових відходів, які розкладаються біологічним шляхом, а також трав пасовищ. Законодавство Німеччини активно підтримує сумісне виробництво теплової та електричної енергії, а тому більша частина виробленого БМ використовується в КГУ.

Вимоги для підключення до газових мереж (GasNZV) описують різні рамкові умови доступу для БМС, зокрема:

- Процедури – яким чином подавати та оформлювати заявки на підключення.
- Розподіл відповідальності та затрат на підключення.
- Регламентування витоків метану.
- Надання спеціального бонусу за невикористання магістральних газопроводів, який дорівнює 0,7 Єцентів/кВт·год.

В цілому документ визначає базовий розподіл витрат між виробником БМ та власником газової мережі (25%/75%). У випадку, коли відстань між БМП та точки підключення до мережі не перевищує одного кілометра, витрати виробника БМ обмежуються сумою 250 тис. €. У випадку, коли відстань перевищує 10 кілометрів, витрати повністю покриваються виробником. Пункт підключення знаходиться у розпорядженні власника мережі. Затрати на його експлуатацію, підвищення тиску, одорювання, моніторинг та можливу корекцію теплотворної здатності БМ покриваються за рахунок власника. При цьому власник зобов'язаний гарантувати 96% технічну готовність пункту підключення протягом року.

Вимоги до якості БМ описані в технічних стандартах DVGW G260 та G262. Стандарти передбачають дві можливості закачування БМ – в якості додаткового газу, а також в якості замітника ПГ. В першому випадку технічним вимогам повинна відповідати суміш газів в газопроводі, тому до мережі може подаватись біометан різної якості, особливо в крупні трубопроводи.

Попит на біометан в Німеччині формується за допомогою наступних стимулів:

- Фіксований тариф на відновлювану електроенергію.
- Зобов'язання з виробництва відновлюваного тепла.
- Зобов'язання з виробництва відновлюваного моторного палива.

Виробникам ВДЕ в Німеччині гарантується доступ до електричної мережі та фіксований тариф на 20 років. Виробництво електричної енергії з БМ може претендувати на отримання фіксованого тарифу тільки у випадку утилізації теплоти (КГУ). Всі будівлі, споруджені в Німеччині після 01.01.2009, повинні використовувати відновлювану енергію для теплопостачання. У випадку використання БМ в КГУ доля відновлюваного палива повинна становити не менше 30%.

Починаючи з 2007 р всі постачальники моторних палив повинні використовувати певну частку біопалива в бензині та дизельному паливі. В 2009 році біометан був прирівняний в правах до рідких біопалив. У випадку невиконання вимог, наприклад, власником автозаправної станції, виплачуються штрафи. Навпаки, надлишок зобов'язань може бути проданий на ринку.

Для участі в схемах підтримки, виробники та споживачі біометану повинні підтвердити джерело його походження та відповідність певним критеріям. Для цієї цілі агенцією dena розроблено німецький біогазовий реєстр, уведений в дію в 2011 р. Реєстр визначає стандарти БМ та дозволяє виробникам, продавцям та споживачам документувати тип біометану. Згідно інформації dena, ринок сприйняв систему документації та більша частина біометану фіксується реєстром.

Швеція є піонером технологій збагачення біогазу до біометану, розвиваючи їх протягом останніх двадцяти років. Більша частина біометану використовується як моторне паливо. Приблизно половина шведських БМС працює на станціях очистки стічних вод. Решта використовує для виробництва біометану ТПВ, а також відходи АПК. Швеція має значний потенціал виробництва bioSNG з лісових відходів, тому уряд підтримує дослідницькі проекти газифікації, найбільш відомим з яких є проект в Гетеборзі (GoBiGas) з виробництва біометану потужністю 80 МВт (8000 м³/год БМ). Згідно рішення парламенту країни внесок ВДЕ в кінцевому споживанні повинен скласти 50% в 2020 р. Дана мета досягнута вже в 2012 р. Швеція розглядає можливість повного переходу на ВДЕ до 2050 р. Передбачається, що в 2030 р транспортний сектор також не буде залежати від викопних видів палива.

В Швеції існує розгалужена мережа газопостачання. В травні 2011 р був побудований перший термінал для зрідженого природного газу (LNG). Використання LNG розглядається в якості сполучної ланки між використанням природного газу та біометану/біогазу, який необхідний для появи можливості використання зрідженого біометану/біогазу (LBG).

Біометан на транспорті використовується з 1996 р. Ринкова доля зрідженого газу на транспорті постійно зростала, а використання біометану зростало випереджаючими темпами. Приблизно 15% автобусів в Швеції працює на біогазі, а частка нових автобусів на біогазі досягає однієї третьої. На рівні міст використовуються різні механізми стимулювання – звільнення від плати за в'їзд в місто, спеціальні дорожні полоси для біометанових таксі, безоплатні паркінги для біометанових автомобілів.

В 1999 р в Швеції розроблений стандарт SS 155438 «Моторні палива – біогаз в якості палива для високооборотних двигунів Отто», який також використовується і в випадку закачування в газові мережі. В стандарті написано, що концентрація метану повинна перевищувати 97%, визначаються межі точки роси, вміст сірки та деяких інших домішок. Якість газу для закачування в мережі також є предметом переговорів з іншими європейськими країнами. Вірогідно, що в майбутньому велика увага буди приділятися наявності слідів важких металів, силіоксанів і т.д.

Використання біометану на транспорті в Швеції стимулюється за допомогою наступних заходів:

- Звільнення від енергетичного та вуглецевого податку для CO₂-нейтральних палив, мастил/жирів рослинного та тваринного походження, біометану у випадку використання як палива (з 1991 року).
- Директива Уряду при придбанні екологічно дружніх автомобілів (з 2005 року).
- Зобов'язання з продажу щонайменше одного виду відновлюваного палива (з 2006 року).
- Звільнення на 5 років від сплати податку для екологічних автомобілів з викидами меншими, ніж 120 г CO₂/км (з 2010 року).
- Зменшення податку на прибуток для екологічних автомобілів, які використовують електроенергію або біогаз (з 2010 по 2012 роки).

В країні постійно працюють, змінюючи одна одну, інвестиційні програми, які полегшують для муніципалітетів довгострокові інвестиції в проекти, що призводять до зниження викидів парникових газів, а також сприяють виробництву, розподілу та використанню біогазу/біометану.

В Швейцарії заохочується використання біометану в якості моторного палива. На газозаправних станціях продається суміш ПГ та БМ під маркою “Naturgas” або “Kompogas”. Багато місцевих компаній газопостачання пропонують приватним споживачам біогаз для цілей опалення.

В 2011 р уряд країни прийняв рішення про відмову від розвитку атомної енергетики та виводі з експлуатації відпрацьованих атомних блоків до 2030 р. В результаті цього рішення була змінена політика по відношенню до ВДЕ, зокрема біогаз/біометан розглядається в якості важливої складової енергопостачання. Виробництво біометану підтримується за допомогою спеціального біогазового фонду, метою якого є шестикратне збільшення виробництва біометану протягом 6 років.

В країні забезпечується рівні можливості доступу до газових мереж для всіх видів біогазів. Стандарт G13-09 визначає вимоги до якості газу. Стандарти G11 та G209 визначають процедуру одорювання та технічні рішення щодо підключення до мережі. Передбачається можливість підмішування пропану та LPG для корекції теплотворної здатності.

В Швейцарії використовується розвинута система фіксованих тарифів на електроенергію, отриману з використанням біогазу/біометану. Базовий тариф складає від 14,6 до 23,3 Єцентів/кВт·год. Існують вимоги для мінімальної ефективності, а також додаткові бонуси у випадку використання тепла. БГУ, що використовують с/г відходи та не більше 20% додаткових субстратів (енергетичні культури або органічні відходи) можуть отримати додатковий бонус 3,7 Єцентів/кВт·год при встановленій потужності менше 5 МВт та 15 Єцентів/кВт·год при встановленій потужності менше 50 кВт. Збагачення біогазу до біометану не супроводжується додатковими бонусами. Фіксовані тарифи гарантують на 20 років. На відміну від інших видів ВДЕ, тарифи на електроенергію з біогазу/біометану не переглядаються в сторону зменшення. Вважається, що зменшення витрат в результаті розвитку технологій компенсується збільшенням вартості сировини для виробництва біогазу.

У випадку використання БМ в якості МП спеціальні тарифи не застосовуються, але БМ може звільнюватись від сплати податку на викопні види палива з нафти. При цьому враховуються використані субстрати та технології, степінь пониження емісії парникових газів, вірогідність витоків біометану.

В **Нідерландах** дозволене закачування в мережі БМ, отриманого з любых видів біогазу. Однією із умов є відсутність в БМ патогенів. Обов'язковим є використання фільтрів тонкої очистки (НЕРА) та організація моніторингу (не менше двох разів на рік). Теплотворна здатність ПГ в Нідерландах нижче, чим в інших країнах. Відповідно вимоги до вмісту метану менш жорсткі.

Виробництво ВДЕ в Нідерландах стимулюється за допомогою спеціальної схеми SDE+, яка передбачає субсидії, що покривають різницю між виробничими витратами та енергетичними цінами. Для виробництва БМ в 2012 р існувало п'ять категорій субсидій в діапазоні від 0,483 до 1,035 €/нм³. Тарифи гарантувались на 12 років, але можуть коригуватися щорічно в залежності від ринкових цін на ПГ.

В країні прийняті національні зобов'язання щодо використання моторних біопалив на рівні 10% в 2020 р, які відносяться і до газових біопалив. Розроблена та впроваджена схема контролю стійкого виробництва біопалив. В 2009 р завершена розробка системи сертифікації виробництва та споживання БМ, а також сировини, що використовується для його виробництва.

В **Австрії** Газовий Акт (GWG) описує рамкові умови закачування біометану в газові мережі. Акт гарантує відсутність дискримінації та пріоритетів для газів біологічного походження. Оператори розподільчих газових мереж зобов'язані визначити технічні умови для підключення, при цьому вартість підключення повинна покриватися за рахунок постачальника БМ. Вимоги до якості біометану детально описані в директивах ÖVGW G31 та G33 та жорстко прив'язані до вимог якості ПГ. Додатково до цього в процесі закачування повинні бути виконані вимоги щодо одоризації у відповідності до директиви ÖVGW G79.

Підтримка виробництва біометану в Австрії може реалізовуватись за допомогою двох механізмів – надання федеральних грантів та звільнення біометану від податку на викопні види палива. Розмір гранту може досягати 25% від вартості інвестицій. Надання гранту не залежить від розмірів проекту, використаної сировини або способу використання БМ. Додатково може надаватися бонус в розмірі 5% у випадку виконання критеріїв стійкості для відновлювального МП (пониження емісії парникових газів на 45%).

У **Великобританії** побудовано біля 360 БГУ, в основному на станціях очищення стічних вод. В сільському господарстві працює 60 БГУ. Національна стратегія передбачає акцент на переробці відходів, що розкладаються біологічним шляхом, а використання енергетичних культур для виробництва біогазу обмежено. На даний момент працюють дві установки для виробництва біометану, запущені в 2010 р. Обидві установки підключені до газової мережі.

Передбачається, що біогаз і, особливо, біометан будуть відігравати велику роль в підвищенні долі ВДЕ в національному енергобалансі. В якості одного з можливих сценаріїв

розглядається закачування 7 ТВт*год (700 млн м³) біометану в мережу в 2015 р, але дані цілі поки не прийняті як обов'язкові.

В країні забезпечений рівний доступ до мережі для будь-яких газів біологічного походження, у тому числі з осадів стічних вод та полігонів ТПВ. Особливістю Великобританії є висока теплотворна здатність ПГ в мережі (39,0-39,5 МДж/нм³). З цієї причини в процесі закачування БМ треба додавати велику кількість пропану або LNG.

В Великобританії існують декілька механізмів підтримки виробництв та використання ВДЕ взагалі та БМ зокрема:

- Стимулювання використання відновлювального тепла (RHI).
- Зобов'язання щодо використання ВДЕ (RO).
- Фіксовані тарифи (FITs).
- Зобов'язання щодо використання відновлювального моторного палива (RTFO).
- Звільнення від кліматичного податку (LECs).

В рамках стимулювання використання відновлюваного тепла (RHI) поставка будь-яких газів з біомаси (AD, bioSNG), крім біогазу з ТПВ, отримує премію в розмірі 6,8 пенсів за кожен кВт*год додатково до ціни на ПГ. Премія зафіксована на 20 років з можливістю індексації інфляції.

Зобов'язання щодо використання ВДЕ (RO) передбачають збільшення долі ВДЕ з кожним роком. Схема забезпечення сертифікатними (ROCs) має ринкову вартість та представляє собою ефективний механізм для стимулювання розвитку крупних проектів (> 5 МВт).

Використання фіксованих тарифів (FITs) більш ефективно для відносно невеликих проектів (< 5 МВт) та передбачає надання премії від 9,4 до 14 пенсів на кВт*год, в залежності від розміру проекту та ринкових цін на електроенергію. FITs та ROCs не можуть використовуватись одночасно, але кожен з цих механізмів може поєднуватись з RHI.

Зобов'язання щодо використання відновлюваного моторного палива (RTFO) передбачають використання певної частки біопалив кожним продавцем. Біометан задовольняє вимогам RTFO.

Звільнення від кліматичного податку (LECs) актуальне при виробництві електроенергії та тепла за допомогою біогазу або біометану, в процесі якого з'являється право на отримання кліматичних сертифікатів, що мають ринкову вартість.

У **Франції** в 2011 р працювало біля 300 біогазових проектів, з них 71 проект на полігонах ТПВ, 66 – на промислових відходах, 74 – на осадах стічних вод. На сьогоднішній день на трьох станціях отримують біометан, що використовується в якості моторного палива. Один експериментальний проект підключений до газової мережі.

В країні є в наявності більше 13 тис. автомобілів, які використовують ПГ, в основному муніципальні автобуси та сміттєвози. Працює біля 140 газових заправок, але тільки 32 з них доступні для всіх споживачів.

Франція взяла на себе зобов'язання виробляти 555 тис. т н.е. біогазу та встановити, щонайменше, 625 МВт на біогазі в 2020 р. Вважається, що біометан є частиною цих зобов'язань, хоча біометан при цьому не згадується.

Біометан можна постачати в газовій мережі за умови відповідності специфікатам AFG B562-1 для розподільчих та B562-2 для магістральних трубопроводів. БМ має право пріоритетного доступу до мереж. Франція є однією з небагатьох країн, які встановили фіксований тариф (feed-in tariff)²⁴ для біометану (Постанова 2011-1597, листопад 2011 р.). Тариф залежить від масштабу проекту та визначається індивідуально. Для виробників біометану потужністю менше 50 м³/час тариф становить 9,5 єцентів/кВт·год ННВ²⁵ (950 €/1000 м³СН₄), для виробників більше 350 м³/час тариф дорівнює 6,4 єцентів/кВт·год ННВ (640 €/1000 м³СН₄). Тариф не залежить від способу утилізації БМ. Крім того, при встановленні тарифу враховується розмір інвестицій, вартість підключення до мережі, експлуатаційні витрати та вартість очистки. Тариф переглядається щорічно.

Крім підвищених тарифів існує можливість прямого субсидування за рахунок фондів французького екологічного агентства (ADEME), фондів ЄС та схем субсидіювання регіональних РАД.

Розробка національних реєстрів виробництва БМ

Для деяких країн, до яких можна віднести й Україну, перспективи виробництва БМ можуть залежати від можливості його експорту. Транскордонна торгівля БМ може розвиватися у випадку, коли на БМ будуть поширюватись стимули, що застосовуються на внутрішньому ринку країни-імпортера. При цьому імпортований БМ повинен відповідати вимогам імпортера. Цей факт повинен підтверджуватись компетентним національним органом/реєстром у відповідності до правил, які узгоджені між двома країнами. Створення національних/внутрішніх реєстрів БМ може бути важливим інструментом підтримки розвитку виробництва БМ та транскордонної торгівлі. Впровадження реєстрів повинно сприяти забезпеченню належного, прозорого та незалежного обліку та зміцненню довіри до міжнародного ринку.

В нинішній час в ЄС розроблений План дій з розвитку виробництва БМ. На першому етапі запропоновано розробити національні реєстри БМ. На другому етапі повинна бути забезпечена співпраця між національними реєстрами БМ. Функціонування європейського ринку БМ залежить від прозорої та ефективної системи обміну між національними реєстрами. Співпраця та координація між реєстрами є важливою умовою для майбутньої вільної торгівлі БМ в Європі.

ПОТЕНЦІАЛ І МОЖЛИВОСТІ ВИРОБНИЦТВА БІОМЕТАНУ В УКРАЇНІ

Загальний потенціал виробництва біогазу з відходів сільського господарства, харчової промисловості, ТПВ, стічних вод комунального господарства та промислових підприємств України при сучасному рівні виробництва та споживання оцінюється в 3,2 млрд м³ СН₄ на рік. Ще 3,3 млрд м³ СН₄ можна отримати при вирощуванні енергетичної кукурудзи (або інших енергетичних культур) на площах 1 млн га (3% від загальної площі орних земель

²⁴ В українській практиці такої тариф називається зеленим

²⁵ High Heating Value (высшая теплотворная способность)

України). Більш детальна інформація про сировинну базу та потенціал виробництва біогазу наведені в аналітичних записках БАУ №4 и №9²⁶.

Сировинна база для виробництва БМ біохімічними методами аналогічна. При цьому для виробництва БМ перевага віддається використанню сировини, якість біогазу з якої дозволяє спростити та здешевити його доведення до якості БМ. Так, наприклад, для запобігання надмірно високих концентрацій сірководню в біогазі, слід по-можливості менше використовувати субстрати з високим вмістом білків. Другим обмеженням може бути збір біогазу на звалищах ТПВ, де висока вірогідність отримання газу з надмірним вмістом кисню та азоту. Подальше збагачення його до якості БМ може бути технічно нездійсненним або, принаймні, економічно недоцільним.

Додаткові можливості виробництва БМ пов'язані з використанням термохімічних методів газифікації та метанізації з виробництвом синтез-газу та біометану з лігніоцелюлозної сировини (деревна біомаса). В якості орієнтиру в таблиці 5 наведені оцінки теоретичного потенціалу отримання біометану в Європі, які зроблені в рамках реалізації проекту GreenGasGrids (Зелені газові мережі).

Таблиця 5. Теоретичний потенціал біогазу в Європі²⁷

Сировина	млрд м ³	%
Деревна біомаса	66	43,7...26,8
Зелена маси (трави)	11	7,3...4,5
Вологі відходи	26	17,2...10,6
Енергетичні культури	48...143	31,8...58,1
Всього	151...246	100,0

Видно, що загальний потенціал використання вологих відходів, що розкладаються біологічним шляхом та придатні для переробки біохімічними методами, складає в Європі 26 млрд м³. Потенціал деревної біомаси в 2,5 рази більший, але його реалізація пов'язана з використанням термохімічних методів газифікації та метанізації, розвиток яких до цієї пори знаходиться на стадії дослідницьких та демонстраційних проектів. Нарешті, найбільша кількість біометану може бути отримана в результаті вирощування та переробки енергетичних культур. Однак реалізація цього потенціалу визначається стратегією використання земельних ресурсів та можливою конкуренцією між виробництвом продуктів харчування, кормів та енергетичних культур.

МОЖЛИВОСТІ ВИКОРИСТАННЯ БІОМЕТАНУ В УКРАЇНІ

Масштаби проектів

Проекти виробництва біометану априорі прив'язані до проектів виробництва/добутку біогазу. З цієї причини можливість реалізації проектів певної продуктивності залежить від наявності сировини в зоні передбаченого будівництва станції. Так, проект БМС

²⁶ Доступно по ссылке: <http://www.uabio.org/ru/activity/uabio-analytics>

²⁷ "European Biomethane Potentials" presentation by Daniela Thrän on the GGG Workshop on 21. February 2012 in Brussels www.greengasgrids.eu

продуктивністю 100 м³/год (по вихідному біогазу) можна здійснити, наприклад, на базі свиногокомплексу з поголів'ям приблизно 25 тис. голів. Аналогічний за потужністю проект, який передбачає сумісне зброджування навозу свиней з силосом кукурудзи, можна реалізувати на свиногокомплексі 14 тис. голів з додавання 70% силосу (з розрахунку на суху речовину). Вирощування необхідної кількості силосу в даному випадку вимагає 200 га землі.

Варто відмітити, що в Україні лише незначна кількість підприємств (до 2% від загальної кількості) могли б організувати проекти виробництва БМ з продуктивністю від 100 м³/год біогазу та більше, використовуючи об'єм власних відходів. Переважно це крупні птахофабрики, цукрові та спиртові заводи. Можливість реалізації крупних проектів (2000 м³/год біогазу і більше) на сировині окремо взятого підприємства обмежені одиничними прикладами. У зв'язку з цим, перспективними проектами виробництва БМ можуть бути проекти, в яких реалізується сумісне зброджування відходів декількох підприємств та/або рослинної сировини. Масштабне ж нарощування виробництва біометану вимагає використання частини с/г земель для вирощування рослинної сировини.

Споживання природного газу в Україні

Перспективи використання БМ багато в чому пов'язані з рівнем споживання ПГ та необхідністю його заміщення. Доля споживання природного газу в Україні є не виправдано високою – біля 43%, що майже в 2 рази вище, ніж, наприклад, в ЄС. Більше всього споживають газ металургійні та хімічні підприємства, які в докризовому 2007 р в сукупності використовували більше 18,3 млрд. м³ ПГ, що складає більше 70% від об'єму його споживання в промисловому секторі та вище 26% від загальнонаціонального споживання. Вважається, що в майбутньому металургійна галузь вірогідно може обмежити споживання газу до 5-5,5 млрд м³ в рік. В хімічній галузі споживання газу можна зменшити на 20% до 6,8-7,2 млрд м³ в рік. Свої можливості для економії газу є й в інших галузях. В 2007 р промислові споживачі без металургів та хіміків використовували майже 7,5 млрд м³ ПГ. Цей показник вже в найближчому майбутньому може бути понижений до 6-6,5 млрд м³/рік. Нарешті споживання ПГ для транспортування газу зменшилось за останні роки завдяки модернізації потужностей «Укртрансгазу» з його перекачування, встановленню нових газових турбін, зниженню втрат до 6,6 млрд м³/рік.

Крупним споживачем ПГ є населення та мережі централізованого теплопостачання. Структура споживання ПГ в Україні показана в таблиці 6. Україна забезпечує себе газом власного добутку менш, ніж на 40%, що робить задачу його заміщення, в тому числі біогазом та БМ, особливо актуальною.

Газові мережі

Україна розміщена на перетині газотранспортних та нафтових потоків Європейського та Азіатського континентів та завдяки цьому відіграє специфічну роль на паливному та енергетичному ринках Європи. Єдина газотранспортна система України (ЄГТСУ) складається з магістральних газопроводів та газорозподільчих мереж, підземних сховищ газу та інших об'єктів і споруд, призначених для транспортування, розподілу та зберігання природного газу. ЄГТСУ включає 39 800 кілометрів трубопроводів, в тому числі 14 000

кілометрів труб великого діаметру (від 1020 до 1420 мм), 74 компресорних станції загальною потужністю 5 450 МВт та 13 підземних сховища. Вхідна потужність газотранспортної системи складає 288 млрд м³/год, а вихідна – 178,5 млрд м³/год.

Таблиця 6. Орієнтовні об'єми споживання газу в Україні²⁸, млрд м³

	2007	2009	2010	2011-2012 гг.	2020 г.
Виробничо-технічні потреби	7.2	5.4	6.6	6.7	6.5
Населення	16.9	16.8	17.0	17.0	14.5
Теплокомуненерго	10.5	9.3	8.3	9.0	8.0
Бюджетні організації	1.0	0.7	0.7	0.7	0.6
Енергетика	8.4	3.7		3.7	3.5
Промисловість	25.8	16.0	23.8	23.8	18.5
– металургія	9.8	5.0		8.5	5.5
– хімія	8.5	4.7		8.0	6.5
– інші галузі	7.5	6.3		7.3	6.0
Споживання всього	69.8	51.9	57.1	60.9	51.1

Магістральні газопроводи призначені для транспортування природного газу власного добування з районів видобутку чи виробництва до пунктів споживання, а також для транспортування газу з Росії до Європи. До складу магістральних газопроводів входять²⁹:

- газопроводи з відгалуженням від місця виходу газу з родовища або місця підготовки газу до місця його розподілення та пониження тиску до 1,2 МПа;
- головні та проміжні компресорні станції (КС);
- підземні сховища газу (ПСГ);
- газорозподільчі станції (ГРС);
- установки підготовки газу (УПГ) на лінійній частині магістрального газопроводу;
- допоміжні засоби та комунікації.

Магістральні газопроводи будують діаметром до 1420 мм. Газопроводи розраховані на максимальний тиск 7,5 МПа, який маж місце після компресорних станцій. По мірі руху газу його тиск знижується. Перед компресорними станціями значення тиску зменшується до 3-4 МПа. Проміжні компресорні станції розміщуються приблизно через 150 км. Система магістрального транспортування газу від родовища газу до споживача достатньо жорстка, так як її акумулююча здатність невелика.

Для покриття сезонної нерівномірності споживання використовуються підземні сховища газу.

Розмежування газу власного добування та транзитного газу немає. Газ власного добування з родовищ подається до ЄГТСУ. Імпортний газ з Росії поступає в Україну 22-ма магістральними газопроводами. За межі України ПГ транспортується 15-ма магістральними газопроводами.

²⁸ http://first-drilling.com.ua/article/article_item/655

²⁹ «Правила технічної експлуатації магістральних газопроводів» затверджені наказом ДК "Укртрансгаз" від 20.09.2009р. № 209



Рис. 6 – Схема магістральних трубопроводів ЄГТСУ

Газорозподільчі мережі слугують для розподілення ПГ від ГРС безпосередньо споживачам. До складу газорозподільчих мереж входять:

- газопроводи населених пунктів (міжселищні газопроводи, розподільчі газопроводи, внутрішньо-квартильні газопроводи та вводи), підвідні газопроводи до підприємств, теплових електростанцій (ТЕС) та котельних;
- газопроводи промислових підприємств, ТЕС, котельних, підприємств комунального та побутового обслуговування населення, житлових та громадських будівель;
- газорегуляторні пункти (ГРП).

Газопроводи в залежності від тиску газу, що транспортується, розділяються на чотири категорії:

- газопроводи високого тиску I категорії – при робочому тиску газу від 0,6 до 1,2 МПа;
- газопроводи високого тиску II категорії – при робочому тиску газу від 0,3 до 0,6 МПа;
- газопроводи середнього тиску – при робочому тиску від 0,005 МПа до 0,3 МПа;
- газопроводи низького тиску – при робочому тиску до 0,005 МПа.

Зв'язок між газопроводами різних тисків здійснюється за допомогою ГРП. Приклад схеми газопостачання населеного пункту магістральними та розподільчими мережами наведений нижче.

Експорт біометану за допомогою газотранспортних мереж є однією з потенційних можливостей для України. Для приєднання до магістральних газопроводів необхідні значні об'єми поставок газу до мережі під великим тиском (не нижче 3-4 МПа). Це вимагає будівництва додаткової компресорної станції та відповідного збільшення витрат енергії.

Можливість підключення до магістрального газопроводу може розглядатися тільки для крупних проектів, підтверджених експортними контрактами.

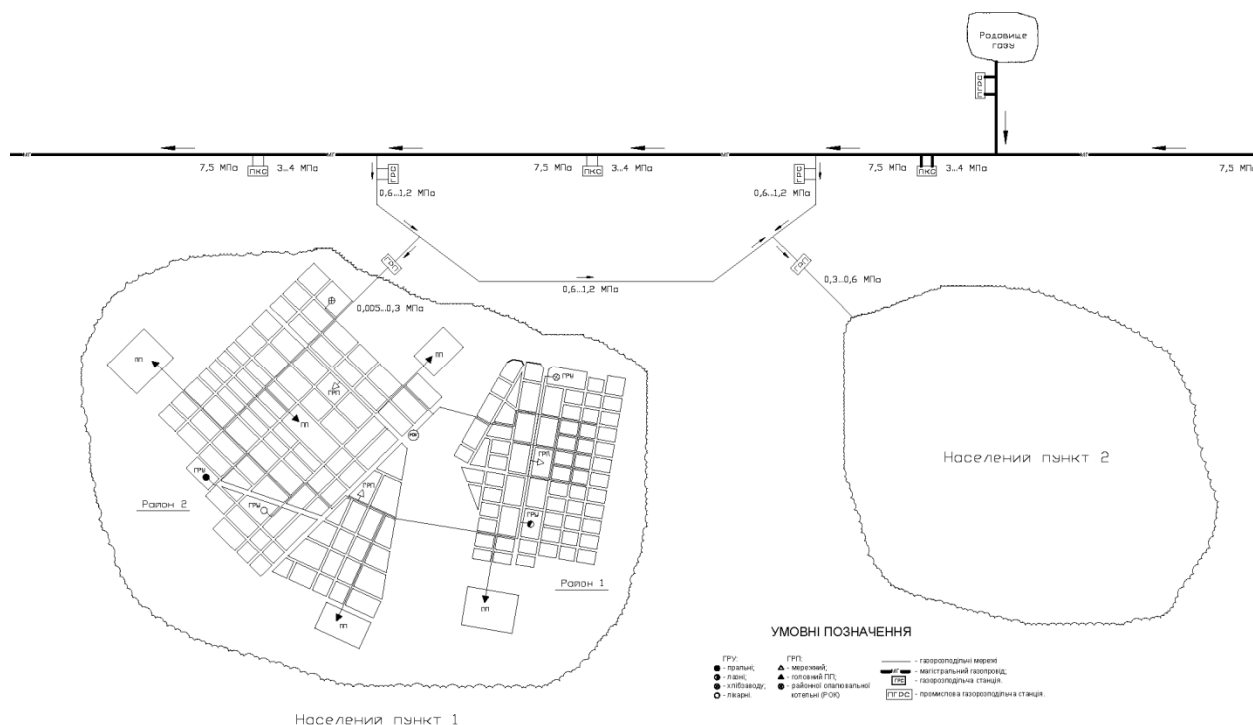


Рис. 7 – Приклад схеми газопостачання населеного пункту

Практична реалізація експортних можливостей залежить від створення законодавчої бази та додаткової інфраструктури. На практиці більш реальна можливість підключення в газорозподільчі мережі середнього та низького тиску. Створений в системах збагачення біогазу тиск в основному є достатнім або навіть надлишковим для закачування в такі мережі. Мінімальна потужність сегменту газорозподільчої мережі повинна перевищувати потужність виробника біометану, що підключається.

Визначення та стандарти якості природного газу

Як магістральні, так й розподільчі мережі в Україні призначені для транспортування тільки природного газу. Під терміном «природний газ» розуміється: «природні газ, нафтовий (супутній) газ, газ (метан) вугільних родовищ та газ сланцевих товщ – корисні викопні, які є сумішшю вуглеводнів та не вуглеводневих компонентів, що перебувають в газовому стані при стандартних умовах (тиск - 760 мм рт.ст. та температура - 20°C) та є товарною продукцією³⁰. В залежності від того, де буде використовуватись газ, до його якості висуваються вимоги у відповідності з ТУ У 320.00158764.007-95 (табл. 7).

Якість біогазу в газорозподільчих мережах, який продається споживачу, повинна відповідати ГОСТ 5542-87^{31, 32} (табл. 8).

³⁰ Закон України «Про засади функціонування ринку природного газу»

³¹ ГОСТ 5542-87 "Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия".

Таблиця 7. Технічні вимоги на гази горючі природні³³

№ п/п	Найменування показника	Значення
1	Точка роси по вологості 4,0 МПа	не вище -5°C
2	Точка роси газу по вуглеводням	не вище 0°C
3	Вміст сірководню	не більше 0,02 г/м ³
4	Вміст меркаптанової сірки	не більше 0,036 г/м ³
5	Об'ємна доля кисню	не більше 0,5%
6	Нижча теплота горіння за стандартних умов	не більше 32,5 МДж/м ³
7	Вміст механічних домішок	не більше 0,003 г/м ³

Очевидно, що ступінь збагачення та очистки біогазу при використанні в комерційних технологіях (вміст СН₄ в БМ на рівні 95-98%) є достатнім для задоволення вимог наведеного ГОСТу, тому не виникає технологічний бар'єр. Але, біометан не підпадає під термін «природний газ», тому без відповідних змін та доповнень до законодавчих актів реалізація проектів з закачування БМ в газорозподільчі мережі не уявляється можливою. Зміни, наприклад, можуть стосуватися самого визначення «природний газ», включивши до нього також біометан, отриманий як шляхом біохімічної, так й термохімічної конверсії біомаси за умови відповідності його складу вимогам діючого ГОСТу.

Таблиця 8. Вимоги до якості газу у відповідності до ГОСТ 5542-87

№ п/п	Найменування показника	Норма	Метод випробувань	Коментарі
1	Нижня теплота згорання при стандартних умовах	не нижче 31,8 МДж/м ³ (7600 ккал/м ³)	ГОСТ 27193-86 ГОСТ 22667-82 ГОСТ 10062-75	
2	Область значення числа Уоббе (нижчого)	41,2-54.5 (9850-13000) ккал/м ³	ГОСТ 22667-82	Поширюється лише на газ для комунально-побутового призначення
3	Допустимі відхилення числа Уоббе від номінального значення	не більше ±5%		
4	Масова концентрація сірководню	не більше 0,02 г/м ³	ГОСТ 22387.2-83	По узгодженню з споживачем допускається подача газу з більш високим вмістом сірководню та меркаптанової сірки по окремим газопроводам
5	Масова концентрація меркаптанової сірки	не більше 0,036 г/м ³	ГОСТ 22387.2-83	
6	Об'ємна доля кисню	не більше 1,0%	ГОСТ 22387.3-77 ГОСТ 23781-83	
7	Маса механічних домішок	не більше 0,001 г/м ³	ГОСТ 22387.4-77	
8	Інтенсивність запаху газу при об'ємній долі 1% в повітрі	не менше 3 бали	ГОСТ 22387.5-77	Поширюється лише на газ для комунально-побутового призначення

³² «Правила обліку природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами, постачання та споживання» затверджені наказом міністерства палива та енергетики України від 27.12.2005 р. №618.

³³ ТУ У 320.001.58764.007-95. «Гази горючі природні, що подаються в магістральні газопроводи. Технічні умови»;

Підключення до газорозподільчих мереж

Приєднання та підключення об'єктів системи газопостачання замовника до газорозподільчої мережі здійснюється газорозподільчими підприємствами (ГП) на основі договору на приєднання до газових мереж, типова форма якого визначається НКРЕ.

Після звернення замовника ГП зобов'язане в 5-денний термін надати інформацію щодо пропускнуєї потужності газових мереж, які знаходяться в його власності або використанні. Після оплати вартості видачі технічних умов замовник у визначений законодавством термін отримує для підписання проект договору на приєднання до газових мереж. Після підписання сторонами договору на приєднання до газових мереж з технічними умовами, розробляються та узгоджуються замовником проектна документація для підключення до мережі.

Наступним етапом є безпосереднє будівництво та монтажно-налагоджувальні роботи, введення в експлуатацію та підключення об'єкту системи газопостачання замовника до газових мереж. Приєднання та підключення об'єкту системи газопостачання замовника повинно здійснюватись за умови дотримання замовником вимог Правил безпеки системи газопостачання України³⁴. Порядок комерційного обліку газу регулюється правилами використання ПГ для юридичних осіб, що затверджений НКРЕ.

На сьогоднішній день законодавство прямо не передбачає можливість приєднання об'єктів, які постачають біометан, до Єдиної газотранспортної системи, а регулюють тільки питання приєднання природного газу та шахтного газу метану. Тому на практиці оператор може на формальних умовах відмовити від підключення на тій основі, що законом це питання прямо не врегульоване. В проекті нового закону «Про функціонування ринку природного газу» даний момент планується вирішити.

Використання біометану автомобільним транспортом

Україна відноситься до країн з традиційним використанням стиснутого природного газу як моторного палива. За даними Міжнародної Газової Ради³⁵ (IGU) та економічної комісії ООН в Україні в 2011 р нараховувалось 200 тис. автомобілів на стиснутому ПГ та біля 300 газових заправних станцій для ПГ (табл. 9). Україна є світовим лідером з використання природного газу для вантажних автомобілів та автобусів.

При цьому доля ПГ в споживанні моторних палив відносно невелика. За даними енергетичного балансу України³⁶ за 2012 р автомобільний транспорт України спожив 8438 т н.е. (353,6 ПДж) моторного палива, з них 8394 т н.е. нафтопродуктів и 44 т н.е. (50 млн м³) ПГ. Тобто доля природного газу в споживанні моторних палив склала 0,52%.

За даними Національного кадастру антропогенних викидів з джерел абсорбції поглиначами парникових газів в Україні за 1990-2012 рр.³⁷ використання ПГ в якості палива

³⁴ «Правила безпеки систем газопостачання України» затверджені наказом Державного комітету України по нагляду за охороною праці від 01 жовтня 1997 року № 254.

³⁵ Natural Gas for Vehicles – International Gas Union and United Nations Economic Commission for Europe Joint Report. – June 2012

³⁶ Державна служба статистики України. <http://www.ukrstat.gov.ua/>

³⁷ Национальный кадастр антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями ПГ в Украине за 1990-2012 гг. – Государственное агентство экологических инвестиций Украины. – Киев. – 2014.

для мобільного спалювання було значно більшим та склало 383 млн м³ або 3,2% споживання моторних палив (табл. 10).

Таблиця 9. Використання природного газу як моторного палива в світі

Країна	Кількість автомобілів					Світова частка, %	Кількість заправних станцій	Місячне споживання ПГ, млн м ³
	Всього	Легкові	Автобуси	Вантажні	Інші			
Пакистан	2850500	2670000	500		180000	19,6	3330	
Іран	2859386	2853334	6036	16		19,6	1800	467,0
Аргентина	2031509	2031509				14,0	1898	235,4
Бразилія	1694378	1694378				11,6	1790	163,9
Індія	1100000	1069380	23000	715	6905	7,6	683	163,2
Італія	761340	757840	2300	1200		5,2	858	62,0
Китай	600000	370000	150000	30000	50000	4,1	2500	
Колумбія	348747	325287	13800	9660		2,4	651	45,0
Узбекистан	310000	310000				2,1	175	
Таїланд	267735	219423	14195	32378	1759	1,8	444	
Вірменія	240000	192000	17300	34700		1,7	345	26,5
Україна	200019	10000	120000	70000	19	1,4	294	83,0
Всього в світі	14550720	13581713	434133	250384	284490	100,0	20681	1525,2

Таблиця 10. Використання палива за категоріями МГЕЗК в фізичних та енергетичних одиницях вимірювання (мобільне спалювання) в 2012 р.

	т (тис. м ³ для ПГ)	ТДж	
Газ природний, тис. м ³	383 078,5	13 034,6	3,2%
Бензин моторний, т	4 442 682,9	199 028,6	49,4%
Газойли (паливо дизельне), т	4 036 256,2	170 289,7	42,3%
Мастила, т	1 639,7	65,9	0,0%
Пропан та бутан зріджені, т	430 317,7	20 358,3	5,1%
Всього	9 179 051,5	402 777,1	100,0%

В будь-якому випадку, ринок використання БМ як моторного палива практично необмежений. Оскільки властивості БМ близькі до властивостей ПГ, використання БМ як моторного палива можливе лише в пропорціях з ПГ. При цьому немає необхідності в модифікації транспортних засобів або ж газових розподільчих мереж. Додатковою перевагою є те, що БМ представляє собою відновлюваний замітник ПГ, його використання призводить до зниження викидів парникових газів.

Кількість транспортних засобів в світі, які використовують стиснений природний газ та біометан, зростає швидкими темпами. Всього в світі на 2011 р нараховувалось біля 14,5 млн автомобілів, які використовують ПГ, при цьому середній річний приріст їх кількості складає 20-25%. Найбільша кількість автомобілів на природному газі нараховується в таких країнах, як Пакистан, Іран, Аргентина, Бразилія, Індія. Більше 700 тис. автомобілів на ПГ використовуються в Італії. При цьому в усіх згаданих країнах природний газ використовується в основному для легкових автомобілів. Особливістю України є використання ПГ в основному для вантажних автомобілів та автобусів.

ЕКОНОМІЧНІ АСПЕКТИ ВИРОБНИЦТВА БІОМЕТАНУ

Для оцінки вартості товарного біометану (БМ з мережі, стиснутий БМ на газозаправних станціях) повинні враховуватись всі етапи від підготовки сировини для виробництва БМ до реалізації БМ споживачу. Серед основних складових вартості БМ можна виділити наступні:

- вартість сировини на вході в БМС;
- вартість виробництва біогазу в БМС;
- вартість очистки біогазу та стиснення БМ;
- вартість доставки БМ до споживача;
- вартість заправки (при використанні в якості МТ).

Вартість сировини може варіюватися в широкому діапазоні від практично «нульової» (відходи виробництв, які не мають ринкової вартості) до 0,02-0,05 €/кВт·год (190-475 €/1000 м³СН₄) в перерахунку на товарний БМ з силосу кукурудзи при його вартості 20-30 €/т. На вартість сировини впливає радіус збирання та доставки до БМС.

Вартість виробництва біогазу нетто, з врахуванням експлуатаційних та капітальних витрат в БМС становить від 0,023 до 0,042 €/кВт·год (220-400 €/1000 м³ СН₄)³⁸. Дана величина багато в чому залежить від ефективності застосованої технології, загальної продуктивності біогазової установки, співвідношення власних та кредитних коштів в інвестиційних затратах.

Вартість очистки біогазу до БМ та його стиснення для подачі в мережу ПГ складає за різними даними від 0,022 до 0,035 €/кВт·год (210-330 €/1000 м³СН₄)³⁹. На вартість очистки впливає ряд факторів, а саме:

- склад біогазу, який поступає на очистку, необхідність/глибина попередньої очистки біогазу;
- вимоги до складу біометану;
- технологія видалення СО₂ (споживання енергоресурсів, хімічних матеріалів, ступінь утилізації/витоків метану);
- продуктивність очисної установки;
- вимоги до очистки скидних газів.

Питомі витрати на станцію збагачення біогазу до БМ більше залежать від її загальної продуктивності, менше – від виду застосованої технології. Вцілому, питомі затрати на збагачення біогазу коливаються від 1500 до 5500 €/нм³/год (рис. 8). Видно, що при збільшенні продуктивності станції, знижується рівень питомих інвестицій для різних технологій очистки. Вартість невеликих очисних установок продуктивністю до 10 нм³/год по біогазу перевищує 6000 €/нм³/год. Відмічається постійне зниження вартості технологій збагачення біогазу з часом від моменту їх виходу на ринок і до сьогоднішнього дня у зв'язку з удосконаленням технологій.

³⁸ НТЦ «Биомасса», 2014

³⁹ Johan Vestman, Stefan Liljemark, Mattias Svensson. Cost benchmarking of the production and distribution of biomethane/CNG in Sweden / SGC Rapport 2014:296

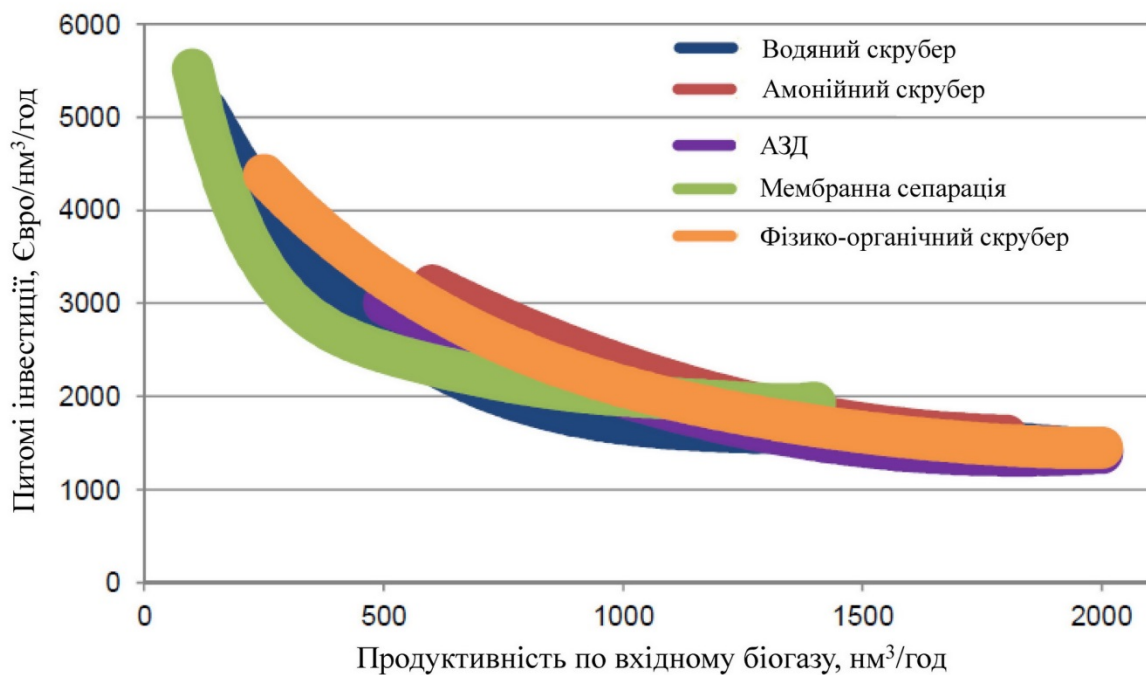


Рис. 8 – Питомі інвестиційні затрати на установки з очистки та збагачення біогазу з застосуванням різних технологій⁴⁰

В загальному випадку вартість доставки до споживача буде залежати від відстані та способу доставки (мережа ПГ, наземний транспорт) і стану БМ (зріджений БМ, стиснутий БМ). Остаточна вартість БМ, який закачується в газові мережі, залежить від технічних умов підключення до мережі, а саме:

- необхідного тиску для БМ;
- необхідної величини теплотворної здатності БМ (необхідність корекції тиском пропану);
- необхідність моніторингу якості БМ;
- необхідність одорювання БМ;
- відстані від виробника БМ до точки підключення до газової мережі.

Вклад вартості заправної станції в кінцеву вартість БМ на прикладі Швеції складає 0,0044 євро/кВт·год (41,6 євро/1000 м³ БМ). Усереднена вартість доставки БМ в Швеції становить 0,0088 євро/кВт·год (83,6 євро/1000 м³ БМ). В таблиці 11 наведені загальні дані Шведського газового центра (SGC) згідно питомої вартості окремих етапів виробництва та реалізації БМ як моторного палива. Середня собівартість БМ для заправки автомобілів в Швеції в 2012 р становила 0,1485 євро/кВт·год (1410 €/1000 м³ БМ).

У звіті SGC відзначається, що на собівартість БМ значно впливає існуюча в країні недостатня ступінь завантаження потужності БМС. Для підвищення рентабельності виробництва БМ рекомендується розглядати можливий прибуток від реалізації зброженої маси як органічного добрива.

⁴⁰ Fredric Bauer, Christian Hulteberg, Tobias Persson, Daniel Tamm. Biogas upgrading – Review of commercial Technologies / SGC Rapport 2013:270

Таблиця 11. Середня вартість етапів виробництва та реалізації БМ як моторного палива в Швеції, євро/кВт·год⁴¹

	Біогаз	Очистка до БМ	Доставка		Заправка	Всього
			Мережа ПГ	Наземний 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
Інші дані	0,011...0,062	0,022...0,033	0,010...0,017		0,012...0,017*	0,155**

*загальна роздрібна вартість;

**середня вартість стисненого ПГ в Швеції в 2012 р.

В Німеччині середня вартість БМ становить 0,083 євро/кВт·год (788 €/1000 м³ БМ) для станції потужністю 500 нм³/год по біогазу. При збільшенні потужності станції до 2000 нм³/год собівартість виробництва БМ зменшується до 0,068 євро/кВт·год (645 €/1000 м³ БМ). При цьому основна складова собівартості відноситься до витрат на виробництво власного біогазу з рослинної сировини 0,0575 та 0,0525 євро/кВт·год для станцій відповідних потужностей. Вартість очистки біогазу до БМ складає 0,023 и 0,014 євро/кВт·год відповідно. Вартість підключення БМС до мережі ПГ обходиться ще в 0,002-0,001 євро/кВт·год. Стільки ж витрачається на моніторинг подачі БМ в мережу.

Логістика виробництва та постачання БМ може бути різною. Найбільш простим випадком є отримання біогазу та його збагачення на індивідуальній БГУ. Збагачення, а також заправка біометану у випадку використання в якості моторного палива може поєднуватися для декількох БГУ. В цьому випадку питома вартість збагачення та заправки знижується, але виникає необхідність будівництва додаткових газопроводів, яка нівелює економічні переваги від такого об'єднання. Декілька варіантів вартості та поставки біометану показані в таблиці 12.

Таблиця 12. Приклад вартості виробництва та поставки БМ для використання як моторного палива потужністю 1 млн м³ БМ/рік (аналог БГУ 500 кВт_e)⁴², млн Євро

	Окрема БГУ	Об'єднання 3-х БГУ та газопровід до кожної БГУ, довжиною 5 км	Об'єднання 6-х БГУ та газопровід до кожної БГУ, довжиною 10 км
Біогазова установка	2,0	2,0	2,0
Газопровідна мережа	0,2	1,0	2,0
Збагачення до БМ	0,7	0,5	0,4
Газова заправка	0,5	0,4	0,3
Загальні інвестиції	3,4	3,9	4,7

⁴¹ SGC Rapport 2014: 296

⁴² Natural Gas for Vehicles – International Gas Union and United Nations Economic Commission for Europe Joint Report. – June 2012

ОЦІНКА ВАРТОСТІ ВИРОБНИЦТВА БІОМЕТАНУ В УКРАЇНІ

Нижче розглянуті можливі варіанти проектів виробництва та енергетичного використання біометану в Україні на прикладі використання як сировини гною та силосу кукурудзи. Розглянуті варіанти енергетичного використання БМ включають:

- заміщення природного газу біометаном на промислових підприємствах;
- реалізацію біометану як моторного палива на заправочних станціях;
- виробництво в КГУ електричної та теплової енергії для промислових підприємств;
- виробництво в КГУ електричної та теплової енергії, з реалізацією електроенергії за «зеленим тарифом» 12,39 Єцентів/кВт·год ($K_{ЗТ}=2,3$) або 16,16 Єцентів/кВт·год ($K_{ЗТ}=3,0$) та теплової енергії для промислових підприємств.

Оцінено два крайніх сценарії з набором вхідних параметрів, які формують найменшу можливу та найбільшу можливу собівартість біогазу. При оцінці рентабельності використовувались актуальні тарифи на електроенергію, теплову енергію для промислових підприємств, вартість стиснутого ПГ на газозаправних станціях, а також величина «зеленого тарифу». Прийняті показники наведені в таблиці 13.

Таблиця 13. Прийняті до розрахунків вартості енергії та енергоносіїв

Вартість ПГ в якості моторного палива	грн/л	7,15
Вартість ПГ з мережі для промисловості	грн/1000 м ³	6300
Вартість електроенергії для промисловості	грн/кВт·год	1,36068
Вартість тепла для промисловості	грн/Гкал	1000

Оцінена також рентабельність виробництва БМ за типами проектів, у випадку реалізації збродженої маси вихідної сировини як органічного добрива. Вартість органічних добрив розрахована, виходячи з вмісту азоту, фосфору, калію (NPK) та ринкової вартості NPK в мінеральних добривах. Результати оцінок наведені в таблиці 14.

Як видно, вхідний набір параметрів значно впливає на економічну доцільність виробництва БМ, Виходячи з наведених результатів, можна зробити наступні висновки:

- собівартість БМ може змінюватись від 178 до 930 €/1000 м³;
- собівартість виробництва енергії з БМ коливається від 0,019 до 0,122 €/кВт·год;
- собівартість виробництва газового моторного палива складає від 2,7 до 9,6 грн/л;
- найбільш рентабельними будуть проекти виробництва електричної та теплової енергії в КГУ у випадку реалізації електричної енергії за ЗТ та найбільш повним використанням теплової енергії за тарифом для промислових підприємств, при цьому рентабельно виробляти е/е з рослинної сировини;
- проекти виробництва стисненого БМ та реалізація його якті моторного палива можуть, за певних умов, бути рентабельними, при цьому найбільш доцільно виробляти БМ з рослинної сировини;
- проекти виробництва БМ з наступним заміщенням ПГ на промислових підприємствах за поточної його вартості найменш привабливі та можуть бути рентабельними лише

при низькій вартості сировини, обладнання і т.п., з врахуванням реалізації органічних добрив;

- Для всіх типів проектів, можливість реалізації органічних добрив за ринково обґрунтованою вартістю значно підвищує рентабельність проектів.

Таблиця 14. Собівартість та рентабельність виробництва БМ в Україні

Вид вхідної сировини		Гній / Послід		Силос кукурудзи	
		мін	макс	мін	макс
Комбінація вхідних параметрів					
Вартість сировини	€/т	0.0	0.0	12.8	25.6
Вартість енергії з БМ					
на вході в мережу ПГ	€/кВт·год	1.9	6.4	2.4	8.2
	€/1000 нм ³	178	599	226	770
на виході з мережі ПГ	€/кВт·год	2.6	8.1	3.1	9.9
	€/1000 нм ³	243	758	291	930
моторне паливо	€/кВт·год	3.0	8.9	3.5	10.7
	грн/л	2.7	8.0	3.2	9.6
змішана (електроенергія та тепло - КГУ)	€/кВт·год	3.6	10.4	4.1	12.2
Рентабельність					
ПГ для промисловості	%	63.5	-47.5	36.7	-57.2
Моторне паливо	%	165.1	-10.6	126.6	-25.9
КГУ на БМ (e/e+тепло для промисловості)	%	92.6	-34.1	68.5	-43.9
КГУ на БМ (e/e (3Т, К=2,3)+тепло для промисловості)	%	165.4	-9.1	132.2	-22.7
КГУ на БМ (e/e (3Т, К=3,0)+тепло для промисловості)	%	218.9	9.2	179.0	-7.1
Рентабельність з врахуванням продажу органічних добрив					
ПГ для промисловості	%	354.0	-29.3	48.2	-28.0
Моторне паливо	%	416.9	5.9	136.8	1.1
КГУ на БМ (e/e+тепло для промисловості)	%	304.4	-19.9	77.3	-20.3
КГУ на БМ (e/e (3Т, К=2,3)+тепло для промисловості)	%	377.2	5.0	141.0	0.9
КГУ на БМ (e/e (3Т, К=3,0)+тепло для промисловості)	%	430.7	23.4	187.8	16.5

Таким чином, на сьогоднішній день споживання БМ на внутрішньому ринку обмежено внаслідок високої вартості його виробництва в порівнянні з цінами на ПГ. Перспективи виробництва біометану багато в чому залежать від законодавчої підтримки на українському ринку, а також можливості його експорту.

Транскордонна торгівля БМ доцільна у випадку поширення стимулів, які застосовуються на внутрішньому ринку країни-імпортера на імпортований БМ. Існують дві принципові можливості експорту БМ. Перша полягає в фізичному транспорті БМ за допомогою магістральних трубопроводів. Підключення до магістральних трубопроводів може бути доцільно для дуже крупних виробників БМ. Друга можливість може бути реалізована на базі угоди між двома або декількома країнами, які дозволяють обмін сертифікатами походження БМ. При цьому фізично БМ може подаватися в розподільчі мережі та споживатись на місцевому ринку, заміщуючи відповідну кількість ПГ в магістральних трубопроводах. Для реалізації цього механізму необхідне функціонування національних реєстрів виробництва та споживання БМ в усіх країнах-учасниках.

Приклади ТЕО виробництва біометану на основі пташиного посліду в суміші з силосом кукурудзи

Одними з потенційно перспективних можуть бути проекти виробництва біометану на базі крупних птахофабрик в Україні, кількість яких значно зросла за останні роки. Для багатьох з них питання знешкодження та безпечної утилізації посліду є вельми актуальним. В цей же час, більша кількість посліду при додаванні технологічно обумовленої кількості зеленої біомаси (силосу кукурудзи) може стати хорошою умовою для реалізації крупних біометанових проектів.

Нижче наведені приклади ТЕО будівництва комплексів виробництва біометану на основі пташиного посліду з птахофабрик з поголів'ям від 0,58 до 4,66 млн голів, з додаванням 25% силосу кукурудзи (по органічній речовині). В якості методу збагачення біогазу вибрана технологія водяного скрубера. Біометан закачується в газорозподільчі мережі та використовується для виробництва електричної та теплової енергії в когенераційній установці.

В базовій оцінці основних техніко-економічних показників проектів (табл. 15) прийняті наступні умови:

- тариф на електроенергію згідно двох різних варіантів – з коефіцієнтом ЗТ 2,3 (12,39 Єцентів/кВт*год, без ПДВ) та з коефіцієнтом ЗТ 3,0 (16,16 Єцентів/кВт*год, без ПДВ);
- ціна закупки силосу кукурудзи складає 200 грн/т;
- вартість пташиного посліду умовно нульова;
- доля кредитних коштів фінансування проекту складає 50% (кредит на 10 років під 10% річних);
- 50% об'єму зброженої маси реалізується за ринковою обґрунтованою ціною (223 грн/т);
- 50% річного виходу теплової енергії реалізується за тарифом 1000 грн/Гкал.

Як видно, масштаб проекту значно впливає на економічні показники. Так, при однакових вхідних умовах простий термін окупності проекту при «зеленому тарифі» на електроенергію 16,16 Єцентів/кВт*год знижується від 6,8 років (для птахофабрик з поголів'ям 580 тис. голів) до 1,9 років (з поголів'ям 4660 тис. голів), а при тарифі 12,39 Єцентів/кВт*год – від 10,2 до 2,4 років відповідно. Подібний тип проектів, у випадку продажу електроенергії за тарифом 16,16 Єцентів/кВт*год та найбільш повній утилізації теплової енергії за тарифом 1000 грн/Гкал може бути економічно привабливим для птахофабрик з поголів'ям від 1 млн голів, навіть без продажу органічних добрив.

Таблиця 15. Техніко-економічні показники будівництва БМС на пташиному посліді

Показник	Розмірність	Значення				
Поголів'я птахів	тис. гол	580	1 160	2 330	4 660	
Силос кукурудзи	т/год	6 880	13 761	27 640	55 279	
Площа земель під вирощування кукурудзи	га	229	459	921	1 843	
Продуктивність станції збагачення біогазу	нм ³ /год (біогаз)	250	500	1 000	2 000	
Виробництво біометану	нм ³ /год (97% CH ₄)	147	293	586	1 172	
Інвестиції, всього	млн євро	4,17	6,13	9,10	13,61	
<i>в т.ч. станція збагачення біогазу</i>	<i>млн євро</i>	<i>1,38</i>	<i>1,74</i>	<i>2,20</i>	<i>2,78</i>	
Річні експлуатаційні витрати	млн євро/рік	0,30	0,52	0,96	1,84	
Простий термін окупності						
	К _{зт} = 3,0	років	6,8	4,0	2,7	1,9
	теж, К _{зт} = 2,3	років	10,2	5,5	3,5	2,4
Собівартість е/е з БМ	Єцент/кВт·год	13,3	10,8	9,2	8,1	

ПРОПОЗИЦІЇ БАУ ЩОДО СТИМУЛЮВАННЯ РОЗВИТКУ ВИРОБНИЦТВА БІОМЕТАНУ

Передумови для виробництва БМ в Україні

Для розвитку виробництва біометану в Україні є цілий ряд передумов, а саме:

1. Велике споживання ПГ, критична залежність України від зовнішніх ринків, в тому числі від імпорту природного газу з Росії.
2. Високі та нестабільні ціни на імпортований ПГ, тенденції їх збільшення для всіх категорій споживачів.
3. Розвинена транспортна інфраструктура ПГ, яка включає як магістральні трубопроводи, що з'єднують Україну з країнами Європи, так й мережі розподільчих трубопроводів, які забезпечують більшу частину населення України природним газом.
4. Великі потенціал виробництва БМ з відходів АПК, значний потенціал земельних ресурсів, в тому числі земель, що не використовуються, але придатних для вирощування енергетичних культур з метою виробництва біометану. Потенційно менша собівартість вирощування енергетичних культур у порівнянні з західноєвропейськими країнами.
5. Наявність значної кількості агрохолдингів, які мають потенціал для розвитку крупних проектів з виробництва біометану.
6. Традиції використання ПГ на транспорті, розвинута мережа газозаправних станцій.

Бар'єри для розвитку виробництва БМ.

Ідея виробництва біометану з біологічної сировини в Україні відносно нова. Існують економічні та законодавчі бар'єри для розвитку біометанових технологій в Україні, а саме:

1. Відносно висока собівартість виробництва БМ в порівнянні з цінами на імпортований природний газ.
2. Субсидування внутрішніх цін на природний газ для населення та ЖКГ.
3. Відсутність любых субсидій, стимулів, схем підтримки для виробників та споживачів БМ.
4. Відсутність згадування БМ в законодавчих актах про газопостачання.
5. Відсутність стандарту на виробництво БМ.
6. Відсутність технічних умов на підключення до мережі.
7. Відсутність діючої державної програми з розвитку виробництва та споживання БМ.

Пропозиції БАУ

Для того, що ініціювати виробництво БМ в Україні, необхідно реалізувати наступні заходи:

1. Прийняти поправку до Закону України «Про електроенергетику»⁴³: Підняти з 01.01.2015 коефіцієнт «зеленого тарифу» для для об'єктів електроенергетики, що працюють на біометані, до $K=3,0$ (16,16 Єцентів/кВт•год, без ПДВ) при обов'язковій умові утилізації не менше 50% теплової енергії.
2. Внести зміни в Закон України «Про засади функціонування ринку природного газу». Зокрема, внести наступні зміни в визначення терміну «природний газ»: «природний газ, нафтовий (супутній) газ, газ (метан) вугільних родовищ, газ сланцевих товщ, **метан біологічного походження** – суміш вуглеводнів та не вуглеводневих компонентів, які перебувають в газовому стані при стандартних умовах (тиск - 760 мм рт.ст. та температура - 20°C) та є товарної продукцією».
3. Розробити стандарти та технічні умови на виробництво БМ та його використання в газових мережах, для яких гарантувати відсутність дискримінації при підключенні виробників БМ до розподільчих та, потенційно, магістральних газових мереж.
4. Додати та затвердити проект «Національного плану дій з відновлюваної енергетики» в частині підвищення об'ємів використання біопалив, в тому числі біогазу та біометану для виробництва теплової та електричної енергії. Визначити на державному рівні конкретні цілі для виробництва біометану та терміни їх досягнення.
5. Передбачити та забезпечити розробку національного реєстру виробництва та споживання біометану для підтвердження джерела його походження, а також відповідності вимогам аналогічних реєстрів країн ЄС. Забезпечити взаємодію національного реєстру з аналогічними реєстрами європейських країн.

⁴³ Закон України «Про електроенергетику» (№ 575/97-ВР от 16.10.1997, с изменениями).

<http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/575/97-%D0%B2%D1%80>

6. Передбачити стимулювання розвитку екологічних видів транспорту в містах, в тому числі, працюючих на БМ. Згідно досвіду Швеції для цієї цілі можна використовувати програми, що полегшують муніципалітетам довгострокові інвестиційні проекти, які призводять до скорочення викидів парникових газів, а також сприяють виробництву, розподілу та використанню біогазу/біометану.

ВИСНОВКИ

Рівень споживання природного газу в Україні досить високий. Частка ПГ в кінцевому споживанні енергії становить більше 40%. При цьому Україна забезпечує себе природним газом за рахунок власних ресурсів на третину, інший ПГ країна імпортує, переважно з Росії. Зменшення споживання ПГ та його заміщення альтернативами є питанням національної безпеки. Однією з можливостей заміщення ПГ є виробництво біометану.

Україна володіє значним потенціалом виробництва біогазу/біометану. Загальний потенціал виробництва БГ/БМ з відходів АПК, ТПВ, комунальних та промислових стічних вод оцінюється в 3,2 млрд м³ СН₄ в рік. Ще 3,3 млрд м³ СН₄ можна отримати при вирощуванні енергетичної кукурудзи (або інших енергетичних культур) на площах 1 млн га (3% від загальної площі орних земель України). Реалізація цього потенціалу визначається стратегією використання земельних ресурсів країни. Значний додатковий потенціал виробництва БМ пов'язаний з розвитком методів газифікації та метанізації деревної біомаси.

Україна є країною з розвинутою системою газопостачання. Загальна протяжність газорозподільчих мереж становить 246 тис. кілометрів. Більше 70% населення України має доступ до ПГ. Таким чином, на більшій частині території України існує технічна можливість підключення виробників БМ до газорозподільчих мереж середнього та низького тиску для локального споживання БМ.

Наявність унікальної системи магістральних газопроводів робить принципово можливим експорт отриманого в Україні біометану в країни Західної Європи, в яких розроблена система стимулювання виробництва БМ. Для розвитку перспектив експорту БМ в країни ЄС потрібен національний реєстр виробництва та споживання БМ для підтвердження джерела його походження у відповідності до певних критеріїв, які відповідають вимогам аналогічних реєстрів країн ЄС та забезпечення взаємодії між аналогічними реєстрами європейських країн.

Україна відноситься до країни з традиційним використанням стисненого ПГ як моторного палива. В 2011 році в країні нараховувалось 200 тис. автомобілів на стисненому ПГ та біля 300 газозаправних станцій. Ринок використання БМ в якості моторного палива практично необмежений. Оскільки властивості БМ близькі до властивостей ПГ, використання БМ в якості моторного палива можливе в будь-яких пропорціях з ПГ. При цьому немає необхідності в модифікації транспортних засобів або ж газових розподільчих мереж.

Собівартість виробництва БМ поки що відносно висока, його конкурентоспроможність залежить від цін на природний газ на місцевому або експортному ринках. Мінімальна собівартість БМ становить біля 180 €/1000 м³. Собівартість виробництва

енергії з БМ коливається від 0,02 до 0,12 €/кВт·год. Собівартість виробництва газового моторного палива складає від 3 до 10 грн/л. Найбільш рентабельними будуть проекти виробництва електричної та теплової енергії в КГУ у випадку реалізації електричної енергії за ЗТ, а 100% теплової за тарифом для промислових підприємств. Проекти виробництва стисненого БМ та реалізація його як моторного палива також можуть, за певних умов, бути рентабельними. Проекти виробництва БМ з наступним заміщенням ПГ на промислових підприємствах при поточній його вартості найменш привабливі та можуть бути рентабельними лише при низькій вартості сировини, обладнання і т.п. Для всіх типів проектів можливість продажу переробленої сировини як органічних добрив за ринково обґрунтованою вартістю значно підвищує рентабельність проектів.

Розвиток виробництва БМ вимагає державної підтримки. В Україні відсутнє законодавство, яке сприяє виробництву та утилізації біометану. Для того, щоб виробництво БМ в Україні розвивалось, необхідно реалізувати набір відповідних заходів, серед яких можна виділити використання «зеленого тарифу» $K=3.0$ (16,16 Єцентів/кВт·год, без ПДВ) у випадку виробництва електроенергії з біометану за умови обов'язкової утилізації тепла, розробку стандартів та технічних умов на виробництво БМ та його використання в газових мережах, гарантії відсутності дискримінацій при закачуванні БМ в розподільчі мережі та, потенційно, магістральні газові мережі.

Необхідно встановити на державному рівні конкретні цілі з виробництва біометану та терміни їх досягнення, а також розробити національний реєстр виробництва та споживання біометану.

Умовні позначення

АГНКС – автомобільна газонаповнювальна компресорна станція;
АПК – агропромисловий комплекс;
АЗД – адсорбція при змінному тиску;
БГ – біогаз;
БГУ – біогазові установка;
БМ – біометан;
БМС – біометанова станція;
ВДЕ – відновлювані джерела енергії;
ГРП – газорегуляторний пункт;
ГРС – газорозподільча станція;
ДВС – двигун внутрішнього згорання;
ДСО – дисконтований строк окупності;
ЄС – Європейський Союз;
ЄГТСУ – Єдина газотранспортна система України;
ЖКГ – житлово-комунальне господарство;
ЗТ – «зелений тариф»;
КГУ – когенераційна установка;
ККД – коефіцієнт корисної дії;
ВРХ – велика рогата худоба;
КС – компресорна станція;
ЛЦК – лігноцелюлозний комплекс;
МТ – моторне паливо;
НКРКП – Національна комісія, що здійснює державне регулювання в сфері комунальних послуг;
НКРЕ – Національна комісія, що здійснює державне регулювання в сфері енергетики;
ПГ – природний газ;
ПСГ – підземні сховища газу;
ТПВ – тверді побутові відходи;
ТЕС – теплова електростанція;
ТЕЦ – теплоелектроцентраль;
УПГ – установка підготовки газу;
н.д. – нема даних;
н.е. – нафтовий еквівалент;
с/г – сільське господарство;
е/е – електроенергія;
Bio-SNG – синтетичний природний газ біологічного походження;
CNG – стиснутий природний газ (Compressed natural gas);
LBG – зріджений біогаз/біометан;
LNG – зріджений природний газ (Liquefied natural gas);
LPG – зріджений вуглеводневий газ (Liquefied petroleum gas).

Позначення одиниць вимірювання енергії

Дж (J)	– Джоуль;
т у.п. (tce)	– Тона умовного палива (вугільний еквівалент);
т н.е. (toe)	– Тона нафтового еквіваленту;
Кал (cal)	– Калорія;
Вт·ч (Wh)	– Ватт-година.

Таблиця переведу одиниць вимірювань

	ГДж (GJ)	т у.п. (tce)	т н.е. (toe)	Гкал (Gcal)	МВт·г (MWh)
ГДж (GJ)	1	0,0341	0,0239	0,239	0,278
т у.п. (tce)	29,31	1	0,700	7,0	8,130
т н.е. (toe)	41,87	1,429	1	10,0	11,63
Гкал (Gcal)	4,19	0,143	0,100	1	1,163
МВт·г (MWh)	3,60	0,123	0,0861	0,861	1

Попередні публікації БАУ

<http://www.uabio.org/ru/activity/uabio-analytics>

1. Аналітична записка БАУ № 1 (2012) «Місце біоенергетики в проекті оновленої Енергетичної стратегії України до 2030 року».
2. Аналітична записка БАУ № 2 (2013) «Аналіз закону України « Про внесення змін в Закон України «Про електроенергетику» №5485-VI від 20.11.2012».
3. Аналітична записка БАУ № 3 (2013) «Бар'єри для розвитку біоенергетики в Україні».
4. Аналітична записка БАУ № 4 (2013) «Перспективи виробництва та використання біогазу в Україні».
5. Аналітична записка БАУ № 5 (2013) «Перспективи виробництва електроенергії з біомаси в Україні».
6. Аналітична записка БАУ № 6 (2013) «Перспективи виробництва теплової енергії з біомаси в Україні».
7. Аналітична записка БАУ № 7 (2014). «Перспективи використання відходів сільського господарства для виробництва енергії в Україні».
8. Аналітична записка БАУ № 8 (2014). «Енергетичний та екологічний аналіз технологій виробництва енергії з біомаси».
9. Аналітична записка БАУ № 9 (2014). «Сучасний стан та перспективи розвитку біоенергетики в Україні».
10. Аналітична записка БАУ № 10 (2014). «Перспективи вирощування та використання енергетичних культур в Україні»

Громадська організація «Біоенергетична асоціація України» (БАУ) була заснована з метою створення загальної платформи для співробітництва на ринку біоенергетики України, забезпечуючи найбільш сприятливі умови для ведення бізнесу, прискореного та стійкого розвитку біоенергетики. Загальні установчі збори БАУ були проведені 25 вересня 2012 р в м. Київ. Асоціація офіційно зареєстрована 8 квітня 2013 р. Членами БАУ стали більше 10 ведучих компаній та більше 20 визнаних експертів, які працюють в галузі біоенергетики.

www.uabio.org

