

ПЕРСПЕКТИВИ ТА ЕТАПИ ЗАСТОСУВАННЯ БІОГАЗУ В ЕНЕРГЕТИЦІ І НА ТРАНСПОРТІ УКРАЇНИ

Лісовал А.А., доктор технічних наук, Національний транспортний університет, Київ, Україна, li-dvz@bigmir.net, orcid.org/0000-0001-6168-4010

Гуменчук М.І., кандидат технічних наук, Національний транспортний університет, Київ, Україна, Gumenchuk1992@ukr.net, orcid.org/0000-0002-3285-0945

PROSPECTS AND STAGES OF BIOGAS APPLICATION IN ENERGY AND TRANSPORT OF UKRAINE

Lisoval A.A., Doctor of Technical Science, National Transport University, Kyiv, Ukraine, li-dvz@bigmir.net, orcid.org/0000-0001-6168-4010

Gumenchuk M.I., candidate of technical sciences, National Transport University, Kyiv, Ukraine, Gumenchuk1992@ukr.net, orcid.org/0000-0002-3285-0945

Постановка проблеми

Парникові гази (ПГ) світове співтовариство визнало основною причиною зміни клімату на планеті і дійшло згоди у питанні скорочення їх викидів. Мета інтенсивного скорочення викидів ПГ штучного походження у галузях економіки – стримати глобальне потепління в межах двох градусів у порівнянні з до індустріальним рівнем. В першу чергу, це стосується декарбонізації технологічних процесів в таких галузях: енергетика, хімічна та металургійна промисловості, транспорт.

Для країн Євросоюзу (ЄС), економіка яких займає друге місце в світі після США, таке скорочення викидів ПГ у 2050 р. має становити 95 % у порівнянні з викидами 1990 р. Більшість країн почали декарбонізацію з поступового переходу від викопного палива до відновлювальних джерела в електроенергетиці, а далі мають намір поширювати цю стратегію на інші галузі економіки. Німеччина має стратегічний план досягти кліматично нейтрального статусу до 2045 р.

Це досить амбітні плани для країн ЄС, які потребують технологічної модернізації не менше 40 % європейської економіки [1] і великих фінансових вкладень відповідно. Але викопне паливо ще досить широко використовується в Центральній і Східній Європі для опалення будівель. На даний час отримані безпосередньо від відновлювальних джерел електричний струм і тепло не можуть бути самостійно використані на транспорті, в ЖКГ, в енергоємних виробництвах хімічної та металургійної промисловості.

У 2020 р. стратегічний курс ЄС на декарбонізацію і відповідно зменшення викидів ПГ штучного походження було закріплено законодавчо в Регламенті «зеленої» класифікації або таксономії (Green Deal). Сутність цього закону – стимулювання інвестицій у сектор низько вуглеводневих технологій, а не у «брудні» для довкілля джерела енергії та технології. Декарбонізація і надходження відповідних фінансів для цього зможуть модернізувати технологічні процеси промислових галузей і забезпечити екологічно безпечний розвиток економіки в цілому з усталеними темпами.

Однак країни ЄС, які суттєво залежать від імпорту викопних видів палива, через два роки змінили тактику декарбонізації. В Регламенті «зеленої» таксономії, на обмежений у часі перехідний період, була визнана чистою електроенергія, вироблена з ядерного палива і природного газу у існуючому виді. До цього рішення підштовхнула енергетична криза штучно створена «Газпромом».

В першій декаді червня 2022 р. єврокомісар ЄС із питань внутрішнього розвитку Тьеррі Бретон оприлюднив (радіостанція Europe 1) план заміщення природного газу з РФ – це нарощування поставок скрапленого природного газу судами з США і Катару, існуючими трубопроводами від традиційних постачальників газу; заміщення імпорту газу виробленою електроенергією від додаткових морських вітрових турбін і фотоелектричних панелей; відновлення роботи електростанцій на вугіллі. Вимушене повернення до використання вугілля на теплових

електростанціях в країнах ЄС діє на користь рішення про тимчасову «зелену» класифікацію атомних (АЕС) і газових теплових електростанцій (ТЕС).

Мета статті – на підставі світових тенденцій, законодавчих стимулів для кліматично безпечного розвитку галузей економіки обґрунтувати місце біогазу як сировини і моторного палива в декарбонізації енергетики і транспорту України.

Аналіз міжнародного досвіду країн ЄС

Існує наука таксономія, яка базується на теорії систематизації складних високоорганізованих систем, вивчає та класифікує їх ієрархічну структуру відповідно до обґрунтованих цілей. Наприклад, таксономія добре відома і застосовується: в біології для впорядкованої класифікації живих істот; у фінансово-банківській та страховій галузях для визначення документації та статей і показників звітності, які необхідно оприлюднити.

В економіці застосовують принципи таксономії для структуризації моделей технологічного устрою галузей економіки. На початковій стадії ієрархічної класифікації економічних моделей та їх зав'язків були галузі оброблювальної промисловості, вище знаходяться моделі сфери послуг [2]. На макроекономічному рівні розглядають взаємозв'язки між різними економічними моделями і формують пріоритети інвестиційної політики.

Методологія (або принципи) таксономії для класифікації пріоритетності інновацій в економіці полягає у наступному: аналіз кліматичних змін і визнання залежності від попереднього розвитку; обґрунтування нової парадигми для подальшого розвитку; визначення взаємозалежних та специфічних міжгалузевих зав'язків для інноваційної і відповідно фінансової активності.

Відповідно до методології Регламенту «зеленої» класифікації в економіці ЄС взято курс на екологічно безпечну діяльність тобто на:

- всеохоплююче запобігання забрудненню та постійний моніторинг стану довкілля;
- пом'якшення вже існуючих наслідків від зміни клімату;
- адаптацію до процесів зміни клімату;
- екологічно безпечне раціональне використання та захист водних ресурсів;
- перехід до циркуляційних енергетичних і технологічних процесів у взаємозалежних галузях;
- забезпечення захисту і відновлення біологічного різноманіття та екосистем в цілому.

Кінцева мета «зеленої» класифікації законодавчо закріпити критерії оцінки екологічно безпечних і перспективних джерел енергії, проектів та підприємств економічної діяльності, технологій і відповідно їх теж маркувати на суто «зелені», на тимчасово «зелені» або шкідливі для клімату. Таке маркування є дороговказ для управлінських структур ЄС у пріоритетності фінансування та нормативного стимулювання, що забезпечить процес декарбонізації і перехід економіки до розвитку з прогнозованими усталеними темпами.

В економіці з усталеними темпами розвитку відповідно ступеню екологічного впливу на довкілля є місце для таких видів діяльності: з суттєвим вкладом у захист оточуючого середовища, з опосередкованим допоміжним впливом на взаємозалежні види діяльності, з позитивним впливом на час перехідного періоду.

Саме до останнього виду діяльності відноситься тимчасове «зелене» маркування АЕС і газових ТЕС у порівнянні з вимушеним дозволом на поновлення роботи в ЄС вугільних ТЕС. Але на газових ТЕС для виконання кліматичних цілей вводять певні умови та обмеження – це обов'язкове застосування когенераційних технологій та нормування викидів CO₂ в атмосферне повітря 100 - 270 г/(кВт*год). Для великих стаціонарних газових електростанцій унормовано менші значення викидів CO₂.

Регламент «зеленої» класифікації дозволяє вкладати кошти в пріоритетні проекти і технології за межами ЄС. Це важливо для України, яка очікує у післявоєнний час зовнішнього фінансування у будівництво нових блоків АЕС, у відновлення та модернізацію електростанцій і газової транспортної мережі, у енергозберігаючі технології в ЖКГ.

За даними Укрінформу центральне місце у плані післявоєнного відновлення займає енергонезалежність України. Аналіз літературних джерел довоєнного періоду підтвердив курс української економіки на використання енергоефективних технологій і декарбонізацію. Останнє задекларовано досягти поступовим заміщенням викопного палива електрифікацією транспорту і промисловості. Цей перехід буде отримувати енергію від АЕС, гідроелектростанцій, сонячних і вітрових електростанцій. Розглядаються можливості використання та заміщення природного газу

біометаном і воднем в транспортному і електроенергетичному секторах. Ці газові палива можуть бути використані і в інших галузях, технологічних процесах та у виробництві нових синтетичних палив.

Етап переходу від біогазу до біометану

Фізико-хімічний склад біогазу залежить від базової органічної сировини і відповідно калорійність палива буде різною. Прийнято вважати, що біогаз – це низькокалорійне паливо, до складу якого входять такі компоненти: 50-80 % метану, 25-50 % вуглекислого газу, 1-5 % водню і 0,3-3 % азоту [3].

Виробництво біогазу здійснюється у спеціальних хімічних реакторах або на обладнаних сміттєвих полігонах в процесі метанового бродіння органічних відходів під дією бактерій. Продуктивність і життя цих бактерій можливе лише у вузькому діапазоні плюсових температур. Для стабільної кількості виходу якісного біогазу в спеціальних хімічних реакторах автоматизовані процеси підтримання температури життєдіяльності бактерій.

Далі біогаз проходить попереднє очищення, в першу чергу, від хімічних з'єднань сірки і може бути застосований в когенераційних або в транспортних силових установках. Біогаз при певній концентрації горючої (метанової) складової можна використовувати як самостійне моторне паливо, або як добавку до природного газу. У останньому випадку буде збережено номінальну потужність енергетичних силових установок.

Якщо біогаз продовжити очищати від негорючих складових і довести метанову складову до 90 – 98 %, то такий газ буде називатися біометаном. В Україні не виробляють біометан з біогазу у промислових масштабах. Для збагачення біогазу до біометану необхідно вкладати додаткові кошти в спеціальні хімічні технологічні процеси очищення, які базуються на: мембранній або криогенній технологіях, методах очищення водою під високим тиском або адсорбції за коливанням тиску таке інше [4].

За даними Інституту газу НАН України (ІГ НАНУ) науковці і бізнесмени декларують потенціал України у виробленні біогазу в межах 2,5-7,8 млрд.м³ за рік. Проаналізуємо реалії у галузі виробництва біогазу та перспективи досягнення нижньої межі цього прогнозу. Для аналізу були взяті дані довоєнного періоду.

На кінець 2020 р. за даними Біоенергетичної асоціації (UABIO) в Україні працювало 68 біогазових станцій: 28 використовували органічні відходи та біосировину великих агрохолдингів, 27 на полігонах сміттєзвалищ використовували у якості сировини тверді побутові відходи, 10 використовували окремі процеси очищення стічних вод, 3 газогенераторні станції були прирівняні до біогазових. Сумарна електрична потужність всіх цих станцій становила 105 МВт. 50 станцій працювали за «зеленим» тарифом і за рік продали 103,364 МВт електроенергії. На перший погляд, це в 11 разів менше за електричні потужності вітрових і в 52 раз менше за потужності промислових сонячних українських електростанцій за той же 2020 р. На користь біогазових станцій відзначимо, що вони можуть працювати незалежно від: швидкості вітру, від пори року та тривалості світлової доби.

Розвиток біогазу в Україні знаходиться на початковій стадії і «зелений» тариф єдиний рушій розвитку галузі. Приведені вище порівняння з вітровими і сонячними електростанціями не враховують можливість генерувати теплову енергію при когенерації, ефект від замкнутого циклу циркуляції CO₂ і утворення добрив як кінцевого продукту метанового бродіння органічних відходів сільського господарства.

Асоціація UABIO декларує виробництво 230 млн.м³ біогазу за 2020 р., але відсутні дані про калорійність такого газу. За існуючої ситуації досягти нижньої межі прогнозу у виробництві 2,5 млрд.м³/рік біогазу буде можливо при збільшенні кількості біогазових станцій до 740. Така робота потребує довгострокових поетапних інвестиційних планів за стабільного розвитку (відбудови) економіки.

Для стимулювання розвитку біогазових станцій і подальшого виробництва саме біометану в листопаді 2021 р. в Закон України «Про альтернативні види палива» були внесені зміни. Законодавчо створено основу для виробництва, використання біометану в Україні та експорту його до країн ЄС. Передбачено створення реєстру біометану з відповідними технічними сертифікатами. Такі реєстри вже працюють на ринку газу в країнах ЄС і необхідні при продажу біометану для гарантій відповідності фізико-хімічних властивостей незалежно від походження біометану.

В Законі зазначено, що біометан є аналогом природного газу, може бути використаний як паливо на транспорті. Його використання зменшить забруднення атмосферного повітря, і

парниковими газами включно. Це ще один крок у напрямі законодавчого стимулювання процесів декарбонізації економіки в Україні.

Біометан також розглядається як сировина у циркуляційних технологічних ланцюжках виробництва та зберігання водню. З біометану подібно до природного газу можна синтезувати водень. Такі технології отримання водню дешевші за електроліз. Існують припущення, що за наявності надлишку «зеленого» водню, його доцільно перетворити на метан з використанням CO_2 , що був вилучений при збагаченні біогазу до біометану [4].

Етапи застосування біогазу і біометану в поршневих ДВЗ

Когенераційні установки з електричною потужністю від 20 до 2000 кВт, які оснащені поршневими двигунами, знаходять широке розповсюдження в житлово-комунальному і аграрному секторі України, котеджних селищах, санаторно-лікарняних комплексах та інше. Загально відомо, що в когенераційних установках процес спільного вироблення електричної та теплової енергії дозволяє підвищити к.к.д. до 90 %.

Більшість приводних поршневих ДВЗ в таких установках – це дизелі, або створені на їх основі суто газові двигуни з іскровим запалюванням, або газодизелі.

ІГ НАНУ і кафедра двигунів і теплотехніки Національного транспортного університету з 2000 р. співпрацюють над створенням і дослідженням когенераційних установок з потужністю привода 20...200 кВт, розробляють системи автоматичного регулювання до них. Принципову схему когенераційної газової установки показано на рис. 1.

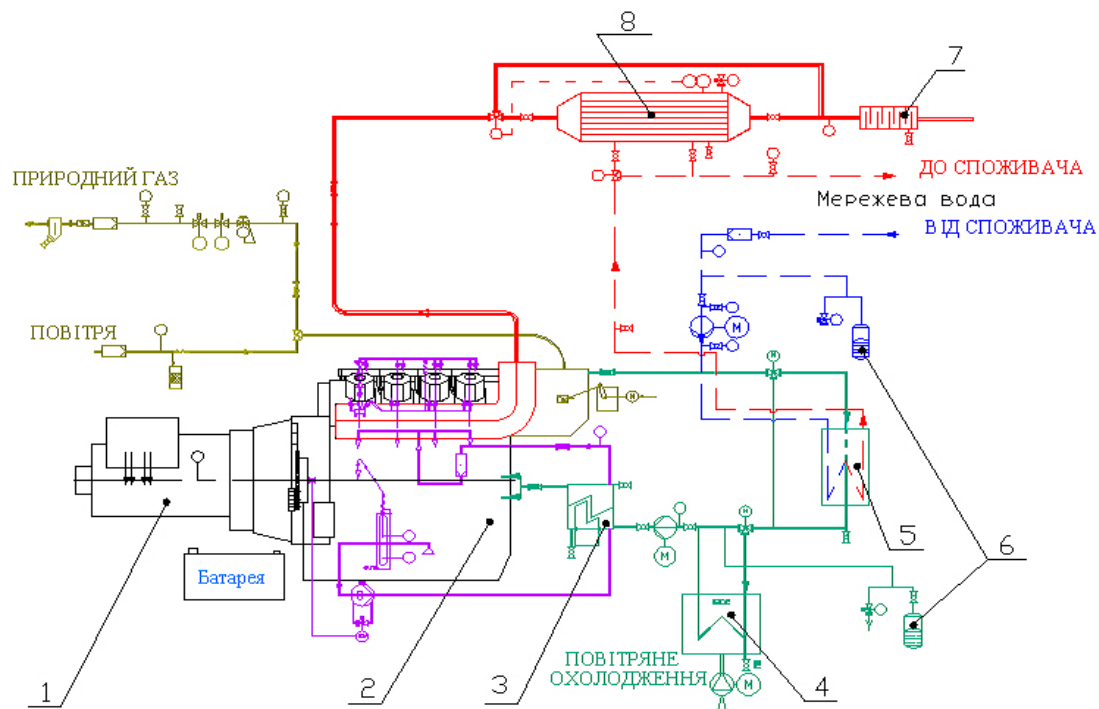


Рисунок 1 – Принципова схема когенераційної газової установки:

1 – електричний генератор; 2 – газовий двигун; 3 – теплообмінник (олива-мережева вода); 4 – радіатор аварійного охолодження; 5 – теплообмінник (охолодна рідина-мережева вода); 6 – рідинні ресивери надлишкового тиску; 7 – глушник; 8 – теплообмінник (відпрацьовані гази-мережева вода)

Figure 1 – Schematic diagram of a gas cogeneration plant:

1 – electric generator; 2 – gas engine; 3 – heat exchanger (oil-mains water); 4 – emergency cooling radiator; 5 – heat exchanger (cooling liquid-mains water); 6 – liquid receivers of excess pressure; 7 – muffler; 8 – heat exchanger (exhaust gases-mains water)

Розроблено методику розрахунку когенераційного обладнання на основі теорії теплового балансу поршневого ДВЗ [5]. Зазвичай автоматичні системи когенераційної установки забезпечують відбір теплоти від систем випуску відпрацьованих газів (ВГ), охолодження, мащення газового двигуна. Для зменшення вартості установки за генерації електричної потужності 30-50 кВт не варто встановлювати теплообмінник 3 і автоматичне управління контуром відбору теплоти від системи мащення.

Розрахунок теплового балансу приводного газового двигуна 8Ч10/8,8, який було виконано для номінального режиму (1500 хв^{-1}) показав, що крім генерації 30 кВт електричної енергії можна отримати додатково до 162 МДж теплової енергії без залучення відбору теплоти від системи мащення. При генерації лише електричної енергії к.к.д. установки за номінального режиму становить близько 30 %, а при когенерації – збільшується до 75 %.

Система відбору теплоти від випускної системи при нагріві мережевої води автоматично спрацьовує за сигналами датчиків температури ВГ. Ця система має два контури проходження ВГ: основний та обхідний без відбору теплоти. В залежності від температури мережевої води на виході до споживача кроковий електродвигун перекриває заслінкою один із контурів.

У випадку недостатнього нагріву мережевої води здійснюється автоматичне відведення теплоти від системи охолодження газового двигуна через теплообмінник 5. Для автономного підтримання тиску в системі мережевої води споживача та в системі охолодження двигуна було вмонтовано два ресивери 6 надлишкового тиску.

Резервна система рідинного охолодження забезпечує захист від перегріву двигуна та надійну автономну роботу. Ця система має контур подачі охолодної рідини до системи зовнішнього відбору теплоти, що складається з радіатора 4 з електричним вентилятором та насосом аварійної підкачки охолодної рідини [6].

Для приводного газового ДВЗ розроблено мікропроцесорну систему дозування газового палива на основі вузлів фірми HEINZMANN [7].

В когенераційних установках застосовують як традиційні газові палива, так і альтернативні.

Використання біогазу вимагає спеціальних налаштувань автоматичної системи дозування газового палива, корекції кута випередження запалювання і газового двигуна в цілому.

Скоротити трудомісткість експериментальних робіт з налаштувань автоматичної системи дозування на певний склад біогазу можливо при застосуванні у якості палива модельного газу [8]. Модельний газ – це суміш природного газу з вуглекислим, яка моделює біогаз.

В наших дослідженнях [9] для створення модельного газу в редукторі-змішувачі нульового тиску до природного газу додавали певну об'ємну частку вуглекислого газу (до 30-34 %). На номінальному режимі метанове число модельного газу дорівнює 84. Для визначення значення метанового числа було вибрано міжнародну методику [10].

Розроблена мікропроцесорна система дозування газового палива забезпечує регулювання частоти обертання колінчастого вала і відповідно вала електрогенератора із заданим ступенем нерівномірності (налаштування було 0,6 %). За роботи на природному газі склад газо-повітряної суміші може підтримуватися в межах 1,0-1,55 коефіцієнта надміру повітря. За роботи на модельному газі розроблена система підтримувала коефіцієнт надміру повітря газо-повітряної суміші в межах 1,0-1,33. Мікропроцесорне дозування кількості газо-повітряної суміші здійснюється автоматично дросельною заслінкою, яка встановлена у газовому змішувачі. Система дозування відноситься, за автомобільною класифікацією, до третього покоління систем живлення газових ДВЗ [11].

Результати досліджень газового ДВЗ 8Ч10/8,8 на модельному газі є основою для здійснення переходу від кількісного до якісного регулювання паливної суміші природного газу з добавками біогазу, тобто для переходу до четвертого покоління систем живлення. Необхідно створити два окремих контури автоматичного регулювання подачами повітря і сумішевого палива з біогазу і природного газу, які взаємозалежні між собою через зовнішнє навантаження. Для сумішевого палива (біогаз / природний газ) розроблено алгоритм взаємозалежного регулювання, принцип якого показано в табл. 1.

За зростання навантаження в 75 % і більше відбувається інтенсивніше збагачення паливної суміші метановою складовою. Це забезпечує збереження номінальної потужності енергетичної установки і стійку роботу за короткочасних перевантажень.

Таблиця 1 – Зміни складу сумішевого палива газового двигуна відповідно навантаженню
 Table 1 – Changes in the composition of the fuel mixture of the gas engine according to the load

Зовнішнє навантаження, %	Частка біогазу, %	Частка природного газу, %
0 – 10	85	15
10 – 75	85 – 35	15 – 65
75 – 100	35 – 8	65 – 92
100 – 110	0	100

Запропонований алгоритм регулювання паливної суміші може бути реалізований у мікропроцесорному блоці управління газовими електромагнітними форсунками для дозування складових сумішевого палива. В якості коригуючих зав'язків для алгоритму взаємозалежного регулювання вибрано сигнали від датчиків вмісту кисню і метану у ВГ. Введення цих зав'язків позитивно вплине на адаптацію роботи системи з каталітичним нейтралізатором.

Наявна (довоєнна) кількість біогазових станцій з попередньою очисткою свідчить про доцільність використання біогазу як самостійного палива в когенераційних установках у безпосередній близькості від біогазових станцій. Якщо використовувати біогаз як добавку до природного газу, то крім когенераційних установок можливо використовувати сумішеве паливо в поршневих ДВЗ на автомобілях, автобусах та спеціальній сільськогосподарській техніці місцевого або регіонального рівня. Вартість газового двигуна на сумішевому паливі збільшиться через ускладнення системи живлення і автоматичного управління, але буде збережено номінальну потужність ДВЗ.

Ситуація кардинально зміниться, коли в Україні почнуть виробляти біометан у промислових об'ємах і буде задіяна транспортна інфраструктура природного газу. Тоді цей альтернативний газ із «зеленим» маркуванням і відповідними сертифікатами зможе замінювати частку природного газу в галузях економіки, і в першу чергу, в енергетиці і на транспорті.

Чотиритактні поршнєві газові ДВЗ з іскровим запалюванням, що працюють на газоподібному метані або біометані, мають багато вузлів і конструктивних рішень подібних до тих, які працюють на зрідженому нафтовому газі і описані в роботі [11].

Зріджений метан успішно використовується як моторне паливо у суднових газодизелях на танкерному і комерційному флоті. Двопаливні двотактні поршнєві ДВЗ, які працюють за газодизельним циклом, мають декілька оригінальних конструктивних рішень від провідних моторобудівних фірм [12 с.262–341] і можуть бути реалізовані в інших газових поршневих ДВЗ.

Висновки

Для зменшення викидів парникових газів більшість країн здійснюють перехід від викопних видів палива до відновлювальних джерел енергії. В країнах ЄС законодавчо, на час перехідного періоду, до енергії з відновлювальних джерел з «зеленим» маркуванням (Green Deal) прирівняли енергію отриману від спалювання природного газу.

«Зелене» маркування стимулює розвиток та інвестиції у газові модифікації поршневих ДВЗ. Це опосередковано може бути підтверджено успішним впровадженням у якості моторного палива зрідженого метану в суднових двигунах.

В Україні законодавчо біометан закріплено як альтернативне газове паливо аналогічне природному газу. Сировиною для біометану є біогаз. Біометан в Україні не виробляють у промислових об'ємах через відсутність спеціальних технологій очистки і збагачення на біогазових станціях.

В Україні необхідно почати виробляти біометан у промислових об'ємах і задіяти інфраструктуру природного газу для транспортування біометану. Це питання повинно знайти місце поряд з підвищенням енергоефективності газових силових установок у післявоєнній програмі відновлення енергонезалежності.

Існуюча кількість і якість очисних технологій біогазових станцій дозволяють використовувати біогаз як самостійне паливо в когенераційних установках у безпосередній близькості від біогазових станцій. Наступний крок – це використання біогазу як добавки до природного газу в поршневих ДВЗ

на автомобілях, автобусах та спеціальній сільськогосподарській техніці місцевого або регіонального рівня.

Результати досліджень газового ДВЗ 8Ч10/8,8 забезпечили перехід від кількісного до якісного регулювання паливної суміші природного газу з добавками біогазу. Для сумішевого палива розроблено алгоритм взаємозалежного регулювання. Із зростанням навантаження частка біогазу зменшується, суміш збагачується природним газом. При навантаженні 75 % і більше збагачення паливної суміші відбувається інтенсивніше.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Dena. Power fuels: A missing link to a successful global energy transition. Berlin. April 2019.
2. Castellacci F. Structural change and the growth of industrial sectors: Empirical test of a GPT model // *Review of Income and Wealth*. – 2010. – Vol.56. – Issue 3. – Pp.443 – 482.
3. Девянин С.Н. Биогаз – альтернативное топливо для дизелей / С.Н. Девянин, В.Л. Чумаков, В.А. Марков // *Транспорт на альтернативном топливе*. – 2012. – № 2(26). – С. 68 – 73.
4. Развитие производства биометана в Украине [Электронный ресурс] // MCL. – Режим доступа до журн.: <https://mcl.kiev.ua/razvitie-proizvodstva-biometana-v-ukraine>. 24.11.2021.
5. Долганов К.Є. Система живлення для переобладнання дизеля в газовий двигун / К.Є. Долганов, А.А. Лісовал, О.І. П'ятничко, Ю.П. Майфет. // *Вісник НТУ-ТАУ*. – 2002. – Вип. №7. – С.295–299.
6. Вербовський В.С. Особливості пред-пускового прогріву стаціонарного газового двигуна з використанням теплового акумулятора з фазовим переходом / В.С. Вербовський, І.В. Грицук, Д.С. Адров, З.І. Краснокутська // *Двигуни внутрішнього згорання*. – 2014. – №2. – С. 85 – 90.
7. HEINZMANN «Цифровые регуляторы скорости» — К.: DG 95-105, 1997. — 49 с.
8. Huang J., Crookes R. J. Assessment of simulated biogas as a fuel for the spark ignition engine // *Fuel*. – 1998. – Т. 77. – №. 15. – С. 1793-1801.
9. Лісовал А.А. Связанное регулирование подачами биогаза и метана в газовом двигателе / А.А. Лісовал // *Двигуни внутрішнього згорання*. – 2021. – №1. – С. 58-63. DOI: 10.20998/0419-8719.2021.1.11.
10. ISO 15403-1:2006. Natural gas– Natural gas for use as a compressed fuel for vehicles – Part 1: Designation of the quality.
11. Ковальов С.О. Системи управління газовими двигунами, конвертованими на базі дизелів: монографія / С.О. Ковальов. – Харків: Видавництво Іванченка І.С., 2021. – 160с.
12. Білоусов Є.В. Теоретичні основи робочих процесів в суднових двигунах, що працюють на альтернативних паливах: монографія / Є.В. Білоусов. – Херсон: ОЛДІ-ПЛЮС, 2020. – 444с.

REFERENCES

1. Dena. Power fuels (2019): A missing link to a successful global energy transition. Berlin. April 2019.
2. Castellacci F. (2010), Structural change and the growth of industrial sectors: Empirical test of a GPT model // *Review of Income and Wealth*. – Vol.56. Issue 3, pp.443 – 482.
3. Devyanin S.N., Chumakov V.L., Markov V.A. (2012), “Biogas - alternative fuel for diesel engines”, [“Biogaz – al'ternativnoye toplivo dlya dizeley“], *Transport on alternative fuel*. No.2(26), pp.68-73.
4. Development of biomethane production in Ukraine (2021), [Electronic resource] // MCL. – Journal access mode: <https://mcl.kiev.ua/razvitie-proizvodstva-biometana-v-ukraine>. 24.11.2021. [in Ukrainian]
5. Dolganov K.Y., Lisoval A.A., P'yatnichko O.I., Mayfet Yu.P. (2002), “Living system for converting a diesel into a gas engine ”, [“Systema zhyvlennya dlya pereobladnannya dyzelya v hazovyy dvyhun“], *Bulletin of NTU-TAU*. No. 7, pp.295–299. [in Ukrainian]
6. Verbovsky V.S., Hrytsuk I.V., Adrov D.S., Krasnokutska Z.I. (2014), “Peculiarities of pre-start warm-up of a stationary gas engine using a heat accumulator with a phase transition”, [“Osoblyvosti pred-puskovoho prohrivu statsionarnoho hazovoho dvyhuna z vykorystannyam teplovoho akumulyatora z fazovym perekhodom“], *Internal combustion engines*. No. 2, pp. 85-90. [in Ukrainian]
7. HEINZMANN (1997), “Digital speed controllers”, [“Tsifrovyye regulyatoryi skorosti “], Kiev, DG 95-105, p.49.
8. Huang J., Crookes R. J. (1998), “Assessment of simulated biogas as a fuel for the spark ignition engine”, *Fuel*. – Vol/ 77. No. 15, pp. 1793-1801.

9. Lisoval A.A. (2020), “Research results on the use of a mixture of biogas and methane in a gas engine of a power plant”, [“Rezultaty issledovaniy po primeneniyu smesi biogaza i metana v gazovom dvigatele elektrostantsii“], Internal combustion engines. No.2, pp.58-63. DOI: 10.20998/0419-8719.2020.2.08. [in Ukrainian]

10. ISO 15403-1:2006. Natural gas– Natural gas for use as a compressed fuel for vehicles – Part 1: Designation of the quality.

11. Kovalev S.O. (2021), “Control Systems for Gas Engines Converted to Diesels: a monograph”, [“Systemy upravlinnya hazovymy dvyhunamy, konvertovanymy na bazi dyzeliv: monohrafiya“], Kharkiv: I.S. Ivanchenko Publishing House, 160p. [in Ukrainian]

12. Bilousov E.V. (2020), “Theoretical foundations of work processes in marine engines operating on alternative fuels: a monograph”, [“Teoretychni osnovy robochykh protsesiv v sudnovykh dvyhunakh, shcho pratsyuyut' na al'ternatyvnykh palyvakh: monohrafiya“], Kherson: OLDI-PLUS, 444 p. T [in Ukrainian]

РЕФЕРАТ

Лісовал А.А. Перспективи та етапи застосування біогазу в енергетиці і на транспорті України / А.А. Лісовал, М.І. Гуменчук // Вісник Національного транспортного університету. Серія «Технічні науки». Науковий журнал. – К.: НТУ, 2022. – Вип. 3 (53).

В статті на підставі світових тенденцій, законодавчих стимулів для кліматично безпечного розвитку галузей економіки обґрунтовано місце біогазу як сировини і моторного палива в декарбонізації енергетики і транспорту України. Для зменшення викидів парникових газів більшість країн здійснюють перехід від викопних видів палива до відновлювальних джерел енергії. В країнах ЄС до енергії з відновлювальних джерел з «зеленим» маркуванням (Green Deal) прирівняли енергію отриману від спалювання природного газу. В Україні законодавчо біометан закріплено як альтернативне газове паливо аналогічне природному газу. Сировиною для біометану є біогаз. Біометан в Україні не виробляють у промислових масштабах через відсутність спеціальних технологій очистки і збагачення на біогазових станціях. В Україні необхідно почати виробляти біометан у промислових об'ємах і задіяти інфраструктуру природного газу для транспортування біометану. Існуюча кількість і якість очисних технологій на біогазових станціях дозволяють використовувати біогаз як самостійне паливо в когенераційних установках у безпосередній близькості від біогазових станцій. Розрахунок теплового балансу приводного газового двигуна 8Ч10/8,8 показав, що крім генерації 30 кВт електричної енергії можна отримати додатково до 162 МДж теплової енергії без залучення відбору теплоти від системи мащення. При генерації лише електричної енергії к.к.д. установки за номінального режиму становить близько 30 %, а при когенерації – збільшується до 75 %. Наступний крок – це використання біогазу як добавки до природного газу в поршневіх ДВЗ на автомобілях, автобусах та спеціальній сільськогосподарській техніці місцевого або регіонального рівня. Результати досліджень газового ДВЗ 8Ч10/8,8 забезпечили перехід від кількісного до якісного регулювання паливної суміші природного газу з добавками біогазу. Для сумішевого палива розроблено алгоритм взаємозалежного регулювання. Із зростанням навантаження частка біогазу зменшується, суміш збагачується природним газом. При навантаженні 75 % і більше збагачення паливної суміші відбувається інтенсивніше.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: ДВИГУН ВНУТРІШНЬОГО ЗГОРАННЯ, ГАЗОВИЙ ПОРШНЕВИЙ ДВИГУН, БІОМЕТАН, ПАРНИКОВІ ГАЗИ, РЕГУЛЮВАННЯ СКЛАДУ ГАЗОВОГО ПАЛИВА.

ABSTRACT

Lisoval A.A., Humenchuk M.I. prospects and stages of biogas application In energy and transport of Ukraine. Visnyk National Transport University. Series «Technical Sciences». Scientific journal. – Kyiv: National Transport University, 2022. – Issue 3 (53).

In the article, based on existing global trends, legislative incentives for climate-friendly development of economic sectors, the place of biogas as a raw material and motor fuel in the decarbonization of energy and transport in Ukraine is substantiated. To reduce greenhouse gas emissions, most countries are making the transition from fossil fuels to renewable energy sources. In EU countries, renewable energy with a Green Deal label was equated with energy obtained from the combustion of natural gas. In Ukraine, biomethane is legally enshrined as an alternative gas fuel similar to natural gas. The raw material for biomethane is biogas. In Ukraine, biomethane is not produced on an industrial scale due to the lack of special purification and

enrichment technologies at biogas stations. In Ukraine, it is necessary to start producing biomethane on an industrial scale and use the natural gas infrastructure for transporting biomethane. A existing quantity and quality of treatment technologies of biogas plants allow the use of biogas as an independent fuel in cogeneration plants in the immediate vicinity of biogas plants. Calculation of the heat balance of the drive gas engine (8-cylinder, 100 mm cylinder diameter, 88 mm stroke) showed that in addition to generating 30 kW of electrical energy, it is possible to obtain additionally up to 162 MJ of thermal energy without taking heat from the lubrication system. When generating only electrical energy, the efficiency installation in nominal mode is about 30 %, and with cogeneration – it increases to 75 %. The next step is – the use of biogas as an additive to natural gas in reciprocating internal combustion engines on cars, buses and special agricultural machinery at the local or regional level. The results of tests of the gas ICE ensured the transition from quantitative to qualitative regulation of the fuel mixture of natural gas with biogas additives. For mixed fuel, a coupled control algorithm has been developed. With an increase in load, the share of biogas decreases, the mixture is enriched with natural gas. At a load of 75% or more, the enrichment of the fuel mixture occurs more intensively.

KEY WORDS: INTERNAL COMBUSTION ENGINE, GAS PISTON ENGINE, BIO METHANE, GREENHOUSE GASES, GAS COMPOSITION REGULATION.

АВТОРИ:

Лісовал Анатолій Анатолійович, доктор техн. наук, професор, професор кафедри двигунів і теплотехніки, Національний транспортний університет, Україна, 01010, м. Київ, вул. Омеляновича-Павленка 1, к. 303а, e-mail: li-dvz@bigmir.net . tel. +380442804716, [https:// orcid.org/0000-0001-6168-4010](https://orcid.org/0000-0001-6168-4010)

Гуменчук Михайло Іванович, кандидат техн. наук, доцент, доцент кафедри двигунів і теплотехніки, Національний транспортний університет, Україна, 01010, м. Київ, вул. Омеляновича-Павленка 1, к. 303а, e-mail: Gumenchuk1992@ukr.net . tel. +380442804716, <https://orcid.org/0000-0002-3285-0945>.

AUTHOR:

Lisoval Anatoliy .A., Doctor of Technical Science, Professor, National Transport University, Professor of the Department of engines and heat engineering, e-mail: li-dvz@bigmir.net, tel. +380442804716, Ukraine, 01010, Kyiv, Omeliyanovicha-Pavlenko St. 1, of. 303a, <https://orcid.org/0000-0001-6168-4010>

Humenchuk Mikhaylo I., candidate of technical sciences, associate professor, National Transport University, associate professor National Transport University, Ukraine 01010 Kyiv, Omeliyanovicha-Pavlenko St. 1, of. 303a, Gumenchuk1992@ukr.net, tel. +380442804716, <https://orcid.org/0000-0002-3285-0945>.

РЕЦЕНЗЕНТИ:

Сахно Володимир Прохорович, доктор технічних наук, професор, Національний транспортний університет, завідувач кафедри автомобілів, Київ, Україна.

Клименко Олексій Андрійович., доктор технічних наук, заступник директора з наукової роботи, ДП «ДержтрансНДІпроект», Київ, Україна.

REVIEWER:

Sakhno Voljdymyr P., Doctor of Technical Science, Professor, National Transport University, Head of the Automobile department, Kyiv, Ukraine.

Klymenko Olexsey A., Doctor of Technical Science, deputy director for scientific work, SE "DerzhtransNDIproekt, Kyiv, Ukraine.