

УДК 620.92

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИЙ АНАЛІЗ ВИРОБНИЦТВА СИНТЕТИЧНОГО ВІДНОВЛЮВАНОВОГО МЕТАНУ

Клименко В.М., член-кореспондент НАН України, Супрун Т.Т., канд. техн. наук

Інститут технічної теплофізики НАН України, вул. Марії Канніст, 2а, Київ, 03057, Україна

<https://doi.org/10.31472/ttpe.1.2023.9>

Розглянуті питання економічної доцільності виробництва синтетичного відновлюваного метану в різних країнах. Наведені деякі результати техніко-економічного аналізу технологій виробництва синтетичного відновлюваного метану, отримані в реалізованих проектах.

The issues of economic feasibility of synthetic renewable methane production in different countries are considered. Some results of the techno-economic analysis of synthetic renewable methane production technologies obtained in ongoing projects are presented.

Бібл. 16, рис.2.

Ключові слова: синтетичний відновлюваний метан, процеси метанації, техніко-економічний аналіз, відновлювані джерела енергії.

Вступ

На сьогоднішній день природний газ залишається одним з основних джерел енергії. Його споживання у світі досягло майже 4000 млрд м³ на рік, і з них біля 10% - у країнах Євросоюзу. В останні роки обмежена доступність до джерел видобутку природного газу призвела до надмірної політизації процесів його споживання з загостренням стосунків між країнами виробниками і споживачами природного газу. Крім того, природний газ залишається потужним джерелом викидів CO₂ при його спалюванні (на рівні 56 кг CO₂/ГДж). В останні роки все більше уваги приділяється розробці і освоєнню інших газових джерел енергії, серед яких найбільший інтерес і увагу привертають ті, які ґрунтуються на використанні біомаси, тобто є, по суті, відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ) і тому дозволяють окрім всього вирішувати екологічні проблеми сучасної енергетики.

Основною заміною природного газу може стати біометан, для виробництва якого використовують ряд вже існуючих технологій. Одним із напрямків отримання біометану є збагачення біогазу шляхом вилучення з нього вуглекислоти, як одного з продуктів анаеробного зброджування біомаси. Цей напрямок реалізується за допомогою різноманітних технологій сепарації CO₂ з газової суміші (якою є біогаз) таких, як мембранна, криогенна, адсорбція при змінному тиску, водяне очищення та інші. Другим напрямком виробництва синтетичного відновлюваного метану (СВМ) є метанація, тобто процес поєднання вуглекислоти і водню в реакції

Сабатьє, в тому числі поєднання з CO₂, вилученим з біогазу. Цей процес здійснюється в спеціальних реакторах за участі хімічних і біологічних каталізаторів, як з використанням систем охолодження, так і без них. Таким чином, виробництво СВМ здійснюється в складних і дорогих установках, в яких протікають різноманітні біологічні, хімічні, гідро-аеродинамічні та теплообмінні процеси зі застосуванням існуючих і спеціально розроблюваних технологій.

Огляду вже існуючих технологій виробництва синтетичного відновлюваного метану були присвячені наші попередні публікації [1, 2]. В рамках цих робіт не вдалось отримати відповідь на питання - яка з технологій може бути рекомендована для впровадження в Україні, бо це можна зробити тільки на основі техніко-економічного аналізу технологій виробництва синтетичного відновлюваного метану. Цілком зрозуміло, що техніко-економічний аналіз таких проєктів є надзвичайно складним і потребує застосування спеціальних підходів і спрощень. Завдання ускладняється ще й тим, що ціна елементів технологічної схеми, є, як правило, невизначеною, або ж коливається в широкому діапазоні значень.

Метою роботи є огляд світового досвіду техніко-економічного аналізу технологій виробництва синтетичного відновлюваного метану. Використання такого досвіду є **актуальним** для України, де в останні роки почали активно розвиватись роботи з розробки та впровадження біометанових технологій [3].

1. Методика техніко-економічного аналізу

Основною метою економічного аналізу є визначення мінімальної ціни виробленого синтетичного відновлюваного метану, яка б забезпечила повернення інвестицій в передбачуваний проєктом термін. Розрахунки проводяться дисконтними методами, які ґрунтуються на визначенні чистої приведеної вартості Net Present Value (NPV), що представляє собою суму дисконтованих грошових потоків (CF), реалізованих протягом терміну роботи системи (N), охопленого аналізом і дисконтованих з використанням відомого значення ставки дисконту (r) за наступною формулою:

$$NPV = \sum_{t=0}^{t=N} \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

Грошові потоки (CF) розраховуються за рівнянням:

$$CF_t = [-J + S - (C_{op} + T_{in} + C_{wc}) + A + L]_t, \quad (2)$$

де J - інвестиційні витрати, S - дохід від продажів, C_{op} - експлуатаційні витрати, T_{in} - податок на прибуток, C_{wc} - зміна оборотного капіталу, A - амортизація, L - ліквідаційна вартість, t - кількість послідовних років з початку інвестицій.

При умові (NPV)=0 визначається беззбиткова ціна виробництва синтетичного відновлюваного метану або відновлюваного природного газу (RNG) c_{RNG} . Ця ціна відома також як приведена вартість, що є мінімальною ціною продажу виробленого відновлюваного газу, яка забезпечує рентабельність інвестиції через визначений період часу, тому її можна розрахувати за рівнянням:

$$c_{RNG} = \frac{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{CF_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{t=N} P_{RNG}}, \quad (3)$$

де P_{RNG} - річне виробництво RNG, виражене в ГДж (МВт.год). Ця величина зручна при економічному аналізі, тому що безпосередньо визначає вартість виробництва одиниці енергії.

Як це впливає з наведеного вище, надійність економічних розрахунків визначається перш за все достовірністю визначення інвестиційних (CAPEX) та експлуатаційних (OPEX) витрат. Це особливо важко зробити, коли треба оцінити нові технології, і особливо це стосується інвестиційних витрат.

Одним із двох методів оцінки капітальних витрат реалізації технологій виробництва енергії, або ж їх компонентів в складі проєкту, є використання експоненціального рівняння:

$$J_E = J_R \left(\frac{X_E}{X_R} \right)^\alpha, \quad (4)$$

де J_E - вартість розрахункового елемента (для обладнання, чи механізму, що входить в схему), J_R - вартість еталонного (базового) елемента, X_E та X_R - характеристичний дискримінант розрахункового і базового елемента (наприклад, номінальна потужність, розмір, або ж витрати основного потоку), α - показник ступеня масштабування, який зазвичай приймається для енергосистем в межах від 0,6 до 0,7.

Другий метод розрахунку інвестицій в проєкт полягає у використанні індексу питомих інвестиційних витрат, вираженого в грошових одиницях (наприклад, в євро чи доларах США) і пов'язаного з типовими параметрами використаних систем, машин, або пристроїв, наприклад, номінальною потужністю, чи номінальними витратами. У цьому випадку загальні капітальні витрати J можна розрахувати за приблизною залежністю:

$$J = c_i X, \quad (5)$$

де c_i - питомі інвестиційні витрати, виражені, наприклад, в євро/МВт, а X - характеристичний дискримінант.

Операційні витрати (OPEX) бувають двох видів: постійні та змінні. Фіксовані експлуатаційні витрати залежать від часу роботи агрегатів та включають планове технічне обслуговування, страховку, витрати на персонал і т.п. Зазвичай вони становлять від 1% до 5% капіталовкладень, можуть змінюватись в залежності від окремого підрозділу на виробництві PtG та виражені у євро/рік. Змінні операційні витрати залежать від продуктивності системи, використання установки, сировини, тощо, і виражаються в євро/кВт·год.

2. Техніко-економічний аналіз виробництва синтетичного відновлюваного метану

На сьогоднішній день в світі вже працює велика кількість лабораторних, пілотних і демонстраційних установок PtG, на яких відпрацьовуються технології виробництва синтетичного відновлюваного метану з метою зниження його приведеної вартості до рівня, конкурентоздатного з природним газом. Існують також дослідження, в яких для техніко-економічного аналізу систем виробництва CBM були розроблені математичні моделі. При побудові таких моделей спочатку ство-

рювались і верифікувались моделі окремих вузлів, що входять до загальної схеми, з використанням існуючих літературних даних, а потім ці елементи інтегрувались в загальну схему.

2.1. Техніко-економічний аналіз проєктів з каталітичною метанацією

В роботах [4-14] розглядались різні аспекти техніко-економічного аналізу процесів каталітичної метанації. Зокрема, метою роботи [4] було визначення оптимальної конфігурації технологічного процесу для виробництва синтетичного відновлюваного метану, тобто визначення того, яка комбінація джерел водню і CO_2 забезпечить мінімальні виробничі витрати на основі ефективності, капітальних витрат, експлуатаційних витрат, попиту і року експлуатації. Ця робота також фокусується на виявленні найважливіших факторів витрат при виробництві CBM. Було розроблено оптимізаційну модель для дослідження продуктивності різних конфігурацій процесу. Розглянуті схеми були комбінацією таких компонентів, як метанатор, електролізер, установка для збагачення біогазу і сховище водню. Водень для процесу метанації отримувався в електролізері з використанням відновлюваної електроенергії, або ж зі сховища водню. Основним джерелом CO_2 розглядався біогаз, або ж CO_2 з окремого сховища. В цій роботі зазначено, що найнижча собівартість CBM, виявлена в перший рік виробництва, становить 0,432 євро/кВт·год. Отримана дисконтована вартість виробництва показує, що найнижча вартість CBM через 20 років становить 0,143 євро/кВт·год. Змінною, що надає найбільший вплив на собівартість виробництва, є капітальні витрати на метанатор та електролізер, а також узгодження потужності метанатора з мінімально необхідним виробництвом CBM. Більш доцільною є організація довгострокового виробництва CBM. Капітальні витрати для технології PtG сьогодні є відносно високими, але в той же час очікується тенденція до їх зниження через технологічний розвиток та стандартизовані розміри і серії.

В огляді технологій та проєктів PtG, приведених в роботі [5], зазначається, що CBM в 2018 р. оцінюється в 70-125 євро/МВт·год, що у 2-7 разів більше, ніж у природного газу. Щоб конкурувати з природним газом, ціна CBM має бути знижена щонайменше до 40 євро/МВт·год. Це можна досягнути за рахунок технологічного вдосконалення ефективності електролізера та зниження капітальних витрат на метанацію, а також запровадження державної підтримки. Процес виробництва CBM є більш економічним, якщо він працює як безперервний або сезонний виробничий процес, а не як проміжне зберігання.

Переривчастий та нестаціонарний характер енергопостачання електролізера від ВДЕ значно погіршують умови ефективної роботи метанатора і економіку роботи установки PtG в цілому. Проблему можна частково вирішувати шляхом застосування резервуару для зберігання водню, генерованого в електролізері, що дозволяє забезпечити безперебійну роботу метанатора, а також за рахунок оптимізації операційних стратегій та конфігурацій процесів PtG.

В роботі [6] розглянуто чотири концепції електропостачання електролізера в поєднанні з двома стратегіями продажу CBM в рамках довгострокових контрактів та короткострокових ринків на період до 2030 і 2050 років. При операційній стратегії безперервної роботи установки протягом року на період до 2030 року спостерігається лінійна залежність приведеної вартості CBM в діапазоні від 33,6 євро/МВт·год при безкоштовній електроенергії для живлення електролізера до 204,8 євро/МВт·год при ціні електроенергії 100 євро/МВт·год. В роботі показано, що з урахуванням очікуваних в майбутньому змін капітальних і експлуатаційних витрат, цін на електроенергію, на газ, а також рівня ефективності PtG, процес виробництва CBM може стати рентабельним уже до 2030 року при ціні на електроенергію не вище 24 євро/МВт·год і ціні природного газу 70 євро/МВт·год. При цьому беззбиткова приведена вартість очікується приблизно в 75 євро/МВт·год, в якій витрати на електроенергію складатимуть 55%, на вуглекислий газ 10%, OPEX 10% і CAPEX 23%. В цій роботі передбачається, що вартість капіталовкладень технологічних установок PtG знизиться до 50%, особливо для метанатора та електролізера, які, як очікується, в 2050 р. знизяться до 70%.

В роботі [7] досліджено, як можна використати установки PtG для оптимізації використання ВДЕ в розподільчих мережах електроенергії і природного газу і тим самим підвищити гнучкість вказаних енергетичних систем. Так, завдяки використанню буферних ємностей для водню в системі електролізу є можливість акумулювання надлишкової електроенергії від ВДЕ з використанням водню в часи "провалів" для генерування CBM.

Такі ж можливості для акумулювання і регулювання виконують газові мережі по відношенню до генерованого CBM. Використання регулюючих можливостей установки PtG дозволяє забезпечити оптимальні умови її роботи і знизити приведену вартість генерованого CBM. Розрахунки приведеної вартості CBM були зроблені для різних очікуваних сценаріїв витрат в 2030 і 2050 роках при різній завантаженості підприємств - виробників CBM і при різній вартості електроенергії

від ВДЕ. При збільшенні завантаженості підприємства збільшується виробництво СВМ і побічних продуктів - кисню і теплоти, внаслідок чого зменшується приведена вартість СВМ. В роботі показано, що продаж побічних продуктів процесу PtG дозволяє суттєво (в середньому на 15%) зменшити приведену вартість СВМ. В [12] питомий прибуток від продажу O_2 оцінювався в 70 євро/т, а теплоти - в 30 євро/МВт·год.

На рис. 1 показані значення приведеної вартості СВМ в залежності від навантаження установки і вартості електроенергії від ВДЕ, що очікуються в 2030 і 2050 роках. На графіку приведені також дані, отримані в інших дослідженнях [6, 8-10].

В огляді [7] зроблено також прогноз, що до 2030 року очікується зменшення вартості електролізера на 25%, водневого буфера на 10% і реактора метанації на 33%, внаслідок чого собівартість СВМ зменшиться в середньому на 30% в залежності від конфігурації реалізованих систем PtG та їх узгодження з електричними і газорозподільними мережами в умовах суттєвого коливання у виробництві електричної енергії від відновлюваних джерел.

Детальний техніко-економічний аналіз кількох систем виробництва СВМ та біометану, розташованих в Іспанії, був виконаний в роботі [14]. Для аналізу було вибрано три системи:

1 – отримання біогазу шляхом анаеробного зброджування біомаси, його очищення від шкідливих домішок, збагачення біогазу шляхом вилучення CO_2 ;

2 – ферментація біомаси, очищення біогазу і його збагачення шляхом сполучення CO_2 , що входить до біогазу, з воднем, отриманим в електролізері з використанням відновлюваної електроенергії;

3 – газифікація біомаси в атмосфері кисню з наступною метанацією отриманого газу.

Для техніко-економічного аналізу вказаних трьох систем виробництва СВМ та біометану були розроблені математичні моделі в програмі Aspen Plus. У цій роботі економічний аналіз проводився на основі представленої вище методики, літературних даних та досвіду авторів у проведенні економічного аналізу систем енергогенерації. Основною метою економічного аналізу було визначення приведеної вартості виробленого метану, яка б забезпечила повернення інвестицій після прийнятого (в даному випадку – 20 річного) терміну роботи установки.

Найменша приведена вартість виробництва метану - 19,2 євро/ГДж була отримана для першого варіанту, що пов'язано з найменшими інвестиційними витратами, а найбільша - 39,2 євро/ГДж – у варіанті 3, що пов'язано з високою складністю та вартістю системи. У варіанті 2 приведена вартість складала 32,5 євро/ГДж. Як і очікувалося, розрахована ціна беззбитковості метану для всіх випадків вища, ніж ціна природного газу. Проте аналіз чутливості показує, що її можна зменшити з розвитком технології, що призведе до зниження витрат або при збільшенні доступності недорогої біомаси. В роботі було також досліджено, як впливає зміна CAPEX і OPEX на приведену вартість метану. Встановлено, що для всіх трьох варіантів збільшення (зменшення) CAPEX на 30% збільшує (зменшує) ціну метану приблизно на 13%. Вплив OPEX більш суттєвий - при такій же його зміні ціна метану змінюється на 22%. Показано також, як змінюється приведена вартість СВМ та біометану в залежності від часу роботи установки. Приведені вище значення вартості метану відповідають роботі установки протягом не менше 8000 годин на рік. При зменшенні цього періоду показники беззбиткової вартості метану збільшуються і особливо сильно при періоді роботи менше, ніж півроку (рис.2).

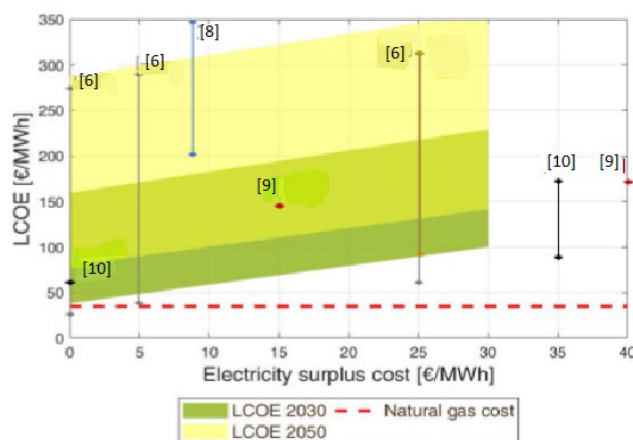


Рис. 1. Залежність приведеної вартості СВМ від вартості електроенергії [7]

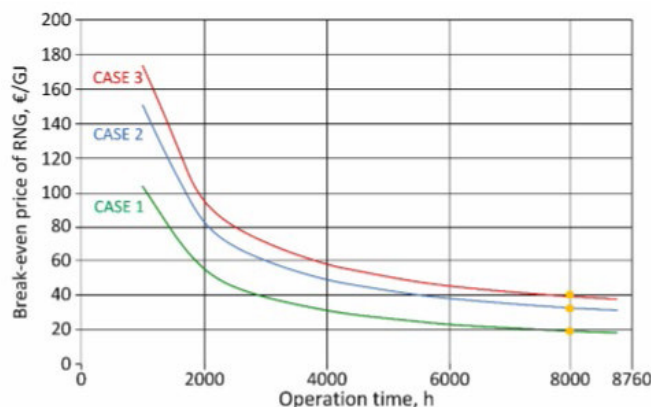


Рис. 2. Вплив часу роботи установки на безбиткову ціну СВМ та біометану [14]

Останні данні щодо ціни біометану в Європі були приведені в статистичному звіті 2022 р. Європейської біогазової асоціації [16]. Зокрема, витрати на виробництво біометану в результаті анаеробного зброджування склали в 2021 р. 80 євро/МВт·год, а за прогнозом на 2050 р. будуть складати 57-66 євро/МВт·год.

2.2. Техніко-економічний аналіз проєктів з біологічною метанацією

В роботі [15] зроблено детальний огляд біометанації, як одного з основних сучасних напрямків розвитку технологій PtG, у тому числі таких технологій, як *in situ* і *ex situ*, гібридна біометанація та підземна метанація.

Техніко-економічний аналіз різних сценаріїв біометанації показує, що вартість виробництва СВМ все ще значною мірою залежить від вартості генерації H_2 . Для того, щоб процес біометанації був повністю відновлюваним, H_2 , необхідний для реакції, має вироблятися з відновлюваних джерел. В даний час електроліз води є єдиною технологією, доступною в промислових масштабах, хоча його низька ефективність і високе енергоспоживання призводять до збільшення ціни виробництва H_2 .

Як і для інших процесів метанації, витрати на виробництво СВМ в значній мірі залежать від вартості виробництва водню (в схемах з електролізом - 7,7-8,6 євро/кг $_{H_2}$). В цьому відношенні інтерес викликають технології “темного бродиння” (2,15 євро/кг $_{H_2}$) та піролізу (1,38 євро/кг $_{H_2}$), як джерела більш дешевого водню, що дозволить знизити виробничі витрати та збільшити конкурентоспроможність СВМ на ринку.

Враховуючи характеристики процесу, для досягнення високої продуктивності слід застосовувати мезофільні та низькотемпературні процеси, що вимагають меншої кількості теплової енергії. Крім того, використання змішаних метаногенних консорціумів,

які потребують менш суворих умов і здатних рости в рідких відходах різних промислових процесів (тобто осад стічних вод, сироватка та стічні води), може додатково знизити витрати на процес, підвищуючи ринкову конкурентоспроможність біометанації. Нарешті, враховуючи, що в процесі біометанації вивільняється енергія у вигляді тепла, вона може бути відновлена та повторно використана для підтримки енергетичних потреб процесу або генерації H_2 .

Висновки

Сучасну систему PtG можна розглядати як джерело енергії альтернативне природному газу. На сьогоднішній день у світі вже відома велика кількість проєктів, які реалізують енергетичний ланцюжок PtG від отримання відновлюваної електроенергії, генерування за її допомогою водню в тих чи інших електролізерах, і до отримання синтетичного відновлюваного метану шляхом каталітичної або біологічної метанації. Техніко-економічний аналіз ряду реалізованих проєктів дозволив оцінити вплив тих чи інших факторів на ефективність процесу перетворення енергії та визначити шляхи вдосконалення технологій. На сьогоднішній день, на жаль, не існує жодної реалізованої технології, яка б дозволила отримувати СВМ за ціною меншою ніж ціна природного газу.

На основі отриманих результатів можна зробити такі висновки:

1. Якщо розглядати PtG як джерело альтернативного палива, то першочергового значення набуває питання рентабельності виробництва СВМ, коли його ціна стає меншою за ціну природного газу. Техніко-економічний аналіз технологій метанації, які реалізують концепцію PtG, дозволяє сподіватися, що уже на початку 2030 х років промислове виробництво синтетичного відновлюваного метану може стати рентабельним.

Такі сподівання підкріплюються ще й тим, що сучасні темпи зростання ціни природного газу суттєво перевищують показники, використані в існуючих аналітичних матеріалах.

2. Серед технологій виробництва CBM, що реалізуються сьогодні, найбільший інтерес для України становлять технології, пов'язані з біоенергетичним напрямком розвитку відновлюваної енергетики, в яких виробництво CBM може стати органічною складовою збагачення біогазу з використанням власного вуглекислого газу.

3. Серед технологій біометанації перспективним напрямком вважається поєднання схем in-situ і ex-situ, тому що це дозволяє забезпечити найбільш оптимальні умови для процесів анаеробного зброджування (виробництво біогазу) і біометанації (виробництво CBM).

4. Приведена вартість CBM лінійно зростає зі збільшенням капітальних і операційних витрат, ціни на біомасу і ціни електроенергії, що споживається електролізером, а також від ефективності його роботи в процесі генерування водню.

5. Основними напрямками розвитку технологій PtG і зменшення приведеної вартості CBM є:

- підвищення енергетичної ефективності процесів електролізу і метанації, тобто збільшення виходу продукту (водню або ж метану) при зниженні енергетичних витрат; за рахунок удосконалення технологій; використання внутрішніх енергетичних ресурсів (теплоти метанації, кисню з електролізу і т.п.); застосування більш ефективних процесів отримання водню, метану, вуглекислого газу;
- зменшення капіталовкладень за рахунок використання продуктивного обладнання і простіших технологій.

ЛІТЕРАТУРА:

1. *Клименко В.М., Сунрун Т.Т.* Технології метанації для отримання синтетичного відновлюваного метану. Теплофізика та теплоенергетика, 2022, т.44, №3. С.63-72 DOI <https://doi.org/10.31472/tpe.3.2022.6>
2. *Клименко В.М., Сунрун Т.Т.* Сучасні концепції Power to Gas та їх реалізація. Теплофізика та теплоенергетика, 2022, т. 44, №4. С.40-50
3. *Georgii Geletukha, Petro Kucheruk, Yuri Matveev.* Prospects and potential for biomethane production in Ukraine. Ecological Engineering & Environmental Technology. ISSN 2719-7050. 2022, Volume 23, Issue 4, 67–80 pp. <http://www.ecoet.com/Prospects-and-Potential-for-Biomethane-Production-in-Ukraine,149995,0,2.html>

4. *D.Devaraj, E.Syron, P.Donnellan.* Synthetic natural gas production: production cost, key cost factors and optimal configuration. Int. J. of Energy Prod. & Mgmt., Vol. 5, No 2 (2020) 91-101. DOI: 10.2495/EQ-V5-N2-91-101

5. *Guilera, J., Morante, J.R. & Andreu, T.,* Economic viability of SNG production from power and CO₂. Energy Conversion and Management, 162, pp. 218–224, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.02.037>

6. *Jachin Gorre, Felix Ortloff, Charlotte van Leeuwen.* Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage. Applied Energy 253 (2019) 113594 <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113594>

7. *Gabriele Fambri, Cesar Diaz-Londono, Andrea Mazza, Marco Badami, Teemu Sihvonen, Robert Weiss.* Techno-economic analysis of Power-to-Gas plants in a gas and electricity distribution network system with high renewable energy penetration. Applied Energy, Volume 312, 15 April 2022, 118743 <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118743>

8. *Salomone F, Giglio E, Ferrero D, Santarelli M, Pirone R, Bensaid S.* Techno-economic modelling of a Power-to-Gas system based on SOEC electrolysis and CO₂ methanation in a RES-based electric grid. Chem Eng J 2019;377:120233. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2018.10.170>

9. *ENEA Consulting.* The potential of Power-to-Gas: Technology review and economic potential assessment. vol. 33. 2016. https://www.enea-consulting.com/static/3663dbb115f833de23e4c9_4c8fa399ec/enea-the-potential-of-power-to-gas.pdf

10. *McDonagh S, O'Shea R, Wall DM, Deane JP, Murphy JD.* Modelling of a power-to-gas system to predict the levelised cost of energy of an advanced renewable gaseous transport fuel. Appl Energy 2018;215:444–56. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.019>

11. *Gotz M., Lefebvre J., Mors F., Koch A.M., Graf F., Bajohr S., Reimert R. & Kolb T.,* Renewable power-to-gas: A technological and economic review. Renewable Energy, 2016, Volume 85, pp. 1371-1390. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.066>

12. *Breyer C, Tsupari E, Tikka V, Vainikka P.* Power-to-Gas as an Emerging Profitable Business through Creating an Integrated Value Chain. In: Energy Procedia, editor. 9th Int. Renew. Energy Storage Conf. IRES 2015, vol. 73, Düsseldorf, Germany: Elsevier B.V.; 2015, p. 182–9. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.668>

13. *T. Schaaf, J. Grunig, M.R. Schuster, T. Rothenfluh, A. Orth* Methanation of CO₂ - storage of renewable energy in a gas distribution system Energy, Sustain Soc, 4 (1) (2014), <https://doi.org/10.1186/s13705-014-0029-1>

14. Anna Skorek-Osikowska, Mario Martín-Gamboa, Javier Dufour. Thermodynamic, economic and environmental assessment of renewable natural gas production systems Energy Conversion and Management: X 7 (2020) 100046 <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2020.100046>

15. Bellini, R.; Bassani, I.; Vizzarro, A.; Azim, A.A.; Vatile, N.S.; Pirri, C.F.; Verga, F.; Menin, B. Biological Aspects, Advancements and Techno-Economical Evaluation of Biological Methanation for the Recycling and Valorization of CO₂. Energies 2022, 15, 4064. <https://doi.org/10.3390/en15114064>

16. EBA-Statistical-Report-2022 www.europeanbiogas.eu

TECHNO-ECONOMIC ANALYSIS OF SYNTHETIC RENEWABLE METHANE PRODUCTION

Klimenko V.M., Corresponding Member of the NAS of Ukraine, **Suprun T.T.**, PhD (Engin.)

Institute of Engineering Thermophysics of the National Academy of Sciences of Ukraine, 2a, Marii Kapnist Str., Kyiv, 03057, Ukraine

<https://doi.org/10.31472/tpe.1.2023.9>

The high instability and intermittent nature of the generation of electrical energy from solar and wind power plants led to the creation and improvement of PtG technologies as the main means of coordinating the operating modes of such power plants with electric networks. The PtG concept involves the production of synthetic renewable methane (SRM) using surplus energy from renewable energy sources with the use or storage of it through gas networks. To date, the world already knows a large number of projects that implement the specified PtG energy chain from obtaining renewable electricity, using it to generate hydrogen in certain electrolyzers, and to obtaining synthetic renewable methane by catalytic or biological methanation, i.e., combining hydrogen with carbon dioxide. Techno-economic analysis of a number of implemented projects made it possible to assess the influence of certain factors on the efficiency of the energy conversion process and thus determine ways to improve technologies. The leveled cost of synthetic renewable methane or also known as break-even price of the production of SRM was selected as a criterion for evaluating the efficiency of a particular technology. To date, unfortunately, there is not a single implemented technology that would allow SRM to be obtained at a price lower than the price of natural gas. The main directions for the development of PtG technologies and reduction of the leveled cost of synthetic renewable methane are:

- increasing the energy efficiency of electrolysis and methanation processes, i.e. increasing the output of the product (hydrogen or methane) while reducing energy costs; due to the improvement of technologies; the use of internal energy resources (heat of methanation, oxygen from electrolysis, etc.); application of more efficient processes for obtaining hydrogen, methane, carbon dioxide;

- reduction of capital investments due to the use of productive equipment and simpler technologies.

A separate task of this study was to determine the prospects for the development of PtG, the most attractive for the conditions of Ukraine. Such a perspective, in our opinion, can be the bioenergy direction of the development of renewable energy, which can be organically combined with the concept of SRM production in the PtG process. In this direction, we can expect to reach a profitable level of SRM production by 2030.

References 16, fig. 2.

Key words: synthetic renewable methane, methanation processes, techno- economic analysis, renewable energy sources.

1. *Klimenko V.M., Suprun T.T.* [Methanation technologies for producing synthetic renewable methane]. [Thermophysics and Thermal Power Engineering], 2022, V.44, №3. P.63-72 DOI <https://doi.org/10.31472/tpe.3.2022.6> (Ukr)

2. *Klimenko V.M., Suprun T.T.* [Modern Power to Gas concepts and their implementation]. [Thermophysics and Thermal Power Engineering], 2022, V. 44, №4. P.40-50

3. *Georgii Geletukha, Petro Kucheruk, Yuri Matveev.* Prospects and potential for biomethane production in Ukraine. Ecological Engineering & Environmental Technology. ISSN 2719-7050. 2022, Volume 23, Issue 4, 67–80 pp. <http://www.ecoet.com/Prospects-and-Potential-for-Biomethane-Production-in-Ukraine,149995,0,2.html>

4. *D.Devaraj, E.Syron, P.Donnellan.* Synthetic natural gas production: production cost, key cost factors and optimal configuration. Int. J. of Energy Prod. & Mgmt., Vol. 5, No 2 (2020) 91-101. DOI: 10.2495/EQ-V5-N2-91-101

5. *Guilera, J., Morante, J.R. & Andreu, T.* Economic viability of SNG production from power and CO₂. Energy Conversion and Management, 162, pp. 218–224, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.02.037>

6. *Jachin Gorre, Felix Ortloff, Charlotte van Leeuwen.* Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage. Applied Energy 253 (2019) 113594 <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113594>

7. *Gabriele Fambri, Cesar Diaz-Londono, Andrea Mazza, Marco Badami, Teemu Sihvonon, Robert Weiss.* Techno-economic analysis of Power-to-Gas plants in a gas and electricity distribution network system with high renewable energy penetration. Applied Energy, Volume 312, 15 April 2022, 118743 <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118743>

8. *Salomone F, Giglio E, Ferrero D, Santarelli M, Pirone R, Bensaid S.* Techno-economic modelling of a Power-to-Gas system based on SOEC electrolysis and CO₂ methanation in a RES-based electric grid. Chem Eng J 2019;377:120233. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2018.10.170>

9. *ENEA Consulting*. The potential of Power-to-Gas: Technology review and economic potential assessment. vol. 33. 2016. <https://www.enea-consulting.com/static/3663dbb115f833de23e4c94c8fa399ec/enea-the-potential-of-power-to-gas.pdf>
10. *McDonagh S, O'Shea R, Wall DM, Deane JP, Murphy JD*. Modelling of a power-to-gas system to predict the levelised cost of energy of an advanced renewable gaseous transport fuel. *Appl Energy* 2018;215:444–56. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.019>
11. *Gotz M., Lefebvre J., Mors F., Koch A.M., Graf F., Bajohr S., Reimert R. & Kolb T.*, Renewable power-to-gas: A technological and economic review. *Renewable Energy*, 2016, Volume 85, pp. 1371-1390. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.066>
12. *Breyer C, Tsupari E, Tikka V, Vainikka P*. Power-to-Gas as an Emerging Profitable Business through Creating an Integrated Value Chain. In: *Energy Procedia*, editor. 9th Int. Renew. Energy Storage Conf. IRES 2015, vol. 73, Düsseldorf, Germany: Elsevier B.V.; 2015, p. 182–9. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.668>
13. *T. Schaaf, J. Grunig, M.R. Schuster, T. Rothenfluh, A. Orth* Methanation of CO₂ - storage of renewable energy in a gas distribution system *Energy, Sustain Soc*, 4 (1) (2014), <https://doi.org/10.1186/s13705-014-0029-1>
14. *Anna Skorek-Osikowska, Mario Martín-Gamboa, Javier Dufoura* Thermodynamic, economic and environmental assessment of renewable natural gas production systems *Energy Conversion and Management: X* 7 (2020) 100046 <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2020.100046>
15. *Bellini, R.; Bassani, I.; Vizzarro, A.; Azim, A.A.; Vasile, N.S.; Pirri, C.F.; Verga, F.; Menin, B.* Biological Aspects, Advancements and Techno-Economical Evaluation of Biological Methanation for the Recycling and Valorization of CO₂. *Energies* 2022, 15, 4064. <https://doi.org/10.3390/en15114064>
16. *EBA-Statistical-Report-2022* www.europeanbiogas.eu

Отримано 07.02.2023

Received 07.02.2023