



Funded by
the European Union

EU4Climate
Better Climate Policies for Eastern Partner Countries



ТЕХНІЧНИЙ ЗВІТ

Проект: EU4Climate

Замовник: ПРООН

Підрядник: ГО «Агентство з відновлюваної енергетики»

Договір: № UKR/2022/818 від 23.05.2022

Контактна особа від Підрядника: Тетяна Желєзна zhelyezna@rea.org.ua

серпень 2022 р.

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ	4
ВСТУП	7
РЕЗЮМЕ	8
<i>Авіаційний транспорт</i>	8
<i>Водний транспорт</i>	12
1. АЛЬТЕРНАТИВНІ ПАЛИВА В СЕКТОРІ АВІАЦІЇ	17
1.1. Визначення терміну «СТАЛІ АВІАЦІЙНІ ПАЛИВА».....	17
1.2. Аналіз поточного стану та перспектив виробництва і використання САП.....	18
1.2.1. Поточний стан розвитку.....	18
1.2.2. Технології виробництва САП з біомаси.....	20
1.2.3. Прогнози розвитку виробництва САП з біомаси.....	25
1.2.4. Оцінка викидів парникових газів протягом життєвого циклу САП з біомаси.....	30
1.2.5. Логістика постачання САП з біомаси.....	35
1.2.6. САП з біомаси в розрізі чинного законодавства України.....	36
1.3. Інші альтернативні авіаційні палива.....	38
1.3.1. Синтетичне САП (PtL).....	38
1.3.2. Електроенергія.....	41
1.3.3. Водень.....	48
1.4. Порівняльний аналіз альтернативних авіаційних палив.....	58
1.4.1. Прогнози вартості, обсягів виробництва та застосування ААП.....	58
1.4.2. Аналіз сировинної та ресурсної бази виробництва ААП в Україні.....	60
1.4.3. Основні переваги та недоліки різних ААП і оцінка їх рейтингу.....	69
2. АЛЬТЕРНАТИВНІ ПАЛИВА В СЕКТОРІ ВОДНОГО ТРАНСПОРТУ	76
2.1. Аналіз поточного стану та перспектив використання альтернативних палив для водного транспорту.....	76
2.2. Скраплений природний газ.....	81
2.3. Метанол.....	87
2.4. Аміак.....	93
2.5. Водень.....	95
2.6. Біопалива.....	99
2.7. Порівняльний аналіз альтернативних палив для водного транспорту.....	109
3. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ЛАНЦЮГІВ ВИРОБНИЦТВА ТА ПОСТАЧАВАННЯ АЛЬТЕРНАТИВНИХ ПАЛИВ ДЛЯ СЕКТОРІВ АВІАЦІЇ ТА ВОДНОГО ТРАНСПОРТУ	123
3.1. Оцінка вартості сировини для виробництва альтернативних палив.....	123
3.2. Оцінка вартості прямої рослинної олії.....	124
3.3. Оцінка вартості біодизеля.....	126
3.4. Оцінка вартості гідроочищеної рослинної олії.....	127
3.5. Оцінка вартості біоетанолу першого покоління.....	128
3.6. Оцінка вартості біоетанолу з лігноцелюлозної сировини.....	129
3.7. Оцінка вартості біометану з силосу та кукурудзиння.....	129
ВИСНОВКИ	131
ДОДАТОК 1. МЕТОДОЛОГІЯ CORSIA ДЛЯ ОЦІНКИ СКОРОЧЕННЯ ВИКИДІВ ПАРНИКОВИХ ГАЗІВ ПРОТЯГОМ ЖИТТЄВОГО ЦИКЛУ СТАЛИХ АВІАЦІЙНИХ ПАЛИВ	132
ДОДАТОК 2. ПЕРЕЛІК ВИДІВ СИРОВИНИ ДЛЯ ВИРОБНИЦТВА РІДКИХ БІОПАЛИВ ТА БІОГАЗУ ДЛЯ ТРАНСПОРТУ ІЗ ПОДВІЙНИМ ЗАЛІКОМ У ВИКОНАННЯ ЦІЛЕЙ КРАЇН ЄС ЗГІДНО ДОДАТКУ ІХ ДИРЕКТИВИ ЄС RED II	135
ДОДАТОК 3. МІНІМАЛЬНІ ЦІНИ ПРОДАЖУ БІОПАЛИВА ДЛЯ РЕАКТИВНИХ ДВИГУНІВ, ОТРИМАНОГО ЗА РІЗНИМИ ТЕХНОЛОГІЯМИ	136
ДОДАТОК 4. НОРМАТИВНО-ПРАВОВЕ ТА ТЕХНІЧНЕ РЕГУЛЮВАННЯ УКРАЇНИ У ВОДНЕВИХ ТЕХНОЛОГІЯХ	137

ДОДАТОК 5. ПРИКЛАДИ ДОСЛІДЖЕНЬ АЛЬТЕРНАТИВНИХ АВІАЦІЙНИХ ПАЛИВ В УКРАЇНІ	139
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	140

Перелік скорочень

ААП – альтернативне авіаційне паливо
АЕС – атомна електростанція
АПК – агропромисловий комплекс
БАУ – Біоенергетична асоціація України
БМ – біомаса
ВДЕ – відновлювані джерела енергії
ВЕС – вітрова електростанція
ВРП – відновлювані реактивні палива
ВХО – використана харчова олія
ГАЕС – гідроакumuлююча електростанція
ГЕС – гідроелектростанція
ГТД – газотурбінний двигун
ДВЗ – двигун внутрішнього згорання
ДМЕ – диметиловий ефір (DME)
ДП – дизельне паливо
ЗНГ – зріджений нафтовий газ (LPG)
ККД – коефіцієнт корисної дії
НБС – небіологічні складові
НПА – нормативно-правовий акт
НДДКР – науково-дослідні та дослідно-конструкторські роботи
НКРЕКП – Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг
НПДВЕ – Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року
НПЗ – нафтопереробний завод
ОВБСН – обрізка та викорчовування багаторічних сільськогосподарських насаджень
ОЖЦ – оцінка життєвого циклу
ПГ – парникові гази
ПЕ – паливний елемент
ПП – побічні продукти
ПРД – повітряно-реактивний двигун
ПС – повітряне судно
РП – реактивне паливо
САП – сталі авіаційні палива
СЕС – сонячна електростанція
СП – супутні продукти
СПГ – скраплений природний газ (LNG)
СПК – синтетичний парафіновий керосин
ТПВ – тверді побутові відходи
ТК – технічний комітет
ФВ – фотовольтаїчна енергія
ФЕС – фотоелектрична станція
Ф-Т – Фішер-Тропп

ЦЗЛ – централізоване заправлення літаків
 е/е – електроенергія
 к.с. – кінська сила
 н.е. – нафтовий еквівалент
 с/г – сільське господарство
 с.м. – суха маса
 APR-SPK – синтетичний парафіновий керосин, отриманий реформінгом водної фази
 ATJ – конверсія спиртів у реактивне паливо (Alcohol-to-Jet)
 ATJ-SPK – синтетичний парафіновий керосин, отриманий за технологією конверсії спиртів
 BtL – біомаса в рідину
 CCS – уловлювання та зберігання вуглецю
 CEF – CORSIA Eligible Fuel
 CH-SK (CHJ) – синтетичний керосин, отриманий каталітичним гідротермолізом
 CORSIA – Система компенсації та скорочення викидів вуглецю у міжнародній авіації (Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation)
 DSHC – пряма конверсія цукрів у вуглеводні (Direct sugars to hydrocarbons)
 GBP – фунт стерлінгів
 FAME – метилові етери жирних кислот
 FT – синтез Фішера-Тропша
 FT-SPK – синтетичний парафіновий керосин, отриманий за технологією газифікації з синтезом Фішера-Тропша
 FT-SPK/A – синтетичний парафіновий керосин з ароматичними складовими, отриманий за технологією газифікації з синтезом Фішера-Тропша
 FT-SPK/SKA – синтетичний парафіновий керосин/синтетичний керосин з ароматичними складовими, отриманий за технологією газифікації з синтезом Фішера-Тропша
 G/FT або G+FT – газифікація із синтезом Фішера-Тропша
 GREET – Регульована емісія парникових газів та використання енергії на транспорті (Greenhouse gas Regulated Emissions and Energy use in Transportation)
 HDCJ – гідроочищене деполімерізоване целюлозне реактивне паливо
 HDO-SAK – гідро-деоксигенований синтетичний ароматичний керосин
 HEFA – гідроочищення етерів та жирних кислот
 HEFA-SPK – синтетичний парафіновий керосин, отриманий з гідроочищених етерів та жирних кислот
 HFO – мазут (heavy fuel oil)
 HFS – гідроочищені ферментовані цукри
 HFS-SIP – синтетичні ізопарафіни, отримані з гідроочищених ферментованих цукрів
 HTL – гідротермальне (гідротермічне) зрідження
 HTL-jet – реактивне паливо, отримане гідротермічним зрідженням
 HVO – гідроочищена рослинна олія (Hydrotreated Vegetable Oil)
 IATA – Міжнародна асоціація повітряного транспорту (International Air Transport Association)
 ICAO – Міжнародна організація цивільної авіації (International Civil Aviation Organization)
 IH² – інтегрований гідропіроліз та процес гідроконверсії

ILUC – непрямі зміни землекористування
IMO – Міжнародна морська організація (International Maritime Organization)
JIG – Спільна група інспектування (Joint Inspection Group)
LCA – оцінка життєвого циклу (life cycle assessment)
LH₂ – рідкий водень
LNG – скраплений природний газ (liquefied natural gas)
MDO – суднове дизельне паливо (marine diesel oil)
MGO – морський газойль (marine gas oil)
PtL – перетворення електроенергії у рідину (Power-to-Liquid)
SAK – синтетичний ароматичний керосин
SIP – синтетичні ізопарафіни
SIP-SPK – синтетичний ізопарафіновий керосин
SKA – синтетичний керосин з ароматичними складовими
SMR – паровий реформінг метану (steam methane reforming)
SPK – синтетичний парафіновий керосин
SVO – пряма (необроблена) рослинна олія (straight vegetable oil)
UCG – підземна газифікація вугілля

Вступ

Технічний звіт присвячений детальному аналізу альтернативних палив, які можуть бути використані в секторах авіації та водного транспорту, і включає наступні питання:

- поточний стан, технології виробництва, прогнози розвитку, оцінка викидів парникових газів, логістика постачання сталих авіаційних палив (біопалива, синтетичні палива);
- комплексний розгляд питання електрифікації повітряних суден та використання водню;
- для всіх розглянутих альтернативних авіапалив – прогнози вартості, обсягів виробництва та застосування, аналіз сировинної та ресурсної бази виробництва в Україні; аналіз в розрізі чинного законодавства України; узагальнення основних переваг та недоліків, оцінка рейтингу;
- рекомендації по вибору альтернативних авіапалив для виробництва та використання в Україні;
- аналіз поточного стану та перспектив використання альтернативних палив для водного транспорту;
- комплексний розгляд питання виробництва та використання на водному транспорті скрапленого природного газу, метанолу, аміаку, водню, біопалив; їх аналіз в розрізі чинного законодавства України
- порівняльний аналіз всіх розглянутих альтернативних палив для водного транспорту із визначенням їх рейтингу;
- рекомендації по вибору альтернативних палив для водного транспорту для виробництва та використання в Україні.

Резюме

Авіаційний транспорт

Сталі авіаційні палива (САП) – основний термін, який використовується в секторі авіації для опису нетрадиційного (тобто невикопного) авіаційного палива. За версією Міжнародної асоціації повітряного транспорту, САП має три ключові ознаки: його виробництво є сталим, тобто не порушує екологічного балансу і не виснажує природні ресурси; воно вироблено з сировини, що є альтернативною сирій нафті; воно має властивості реактивного палива, що відповідають технічним і сертифікаційним вимогам для використання у комерційних літаках.

За підходом Міжнародної організації цивільної авіації, до САП відносяться «палива для заправки», вироблені з відновлюваної сировини або відходів, що відповідають критеріям сталості CORSIA: скорочення викидів парникових газів протягом життєвого циклу палива, принаймні, на 10% порівняно з нафтовим реактивним паливом а також не використання біомаси з земель з високим запасом вуглецю як сировини для отримання палива.

В ЄС під САП розуміють наступні види «палива для заправки», що відповідають критеріям сталості та вимогам скорочення викидів парникових газів згідно Директиви ЄС RED II: синтетичне авіапаливо, отримане за технологією перетворення електроенергії у рідину – PtL; біопаливо II покоління, отримане з лігноцелюлозної сировини та певних видів відходів; біопаливо III покоління, отримане з водоростей; біопаливо, вироблене з сировини з «високим потенціалом сталості» (використана харчова олія, певні види тваринних жирів).

Наразі обсяг застосування сталих авіаційних палив у світі є обмеженим через їх порівняно високу ціну та обмежені існуючі виробничі потужності. Тим не менш, у період з 2016 року вже відбулося понад 370 тис. польотів із використанням САП. На сьогодні більше 45 авіаліній світу мають досвід застосування таких альтернативних палив; укладено контракти форвардних покупок на близько 14 млрд л САП. За експертними оцінками 2021 року, вартість САП наблизиться до вартості традиційного РП лише у період після 2030-2040 років.

За існуючими оцінками, річне виробництво відновлюваного реактивного палива в ЄС може зрости з 1,3 млн т у 2021 р. до 3,4 млн т у 2030 р. згідно сценарію поступового розвитку сектору і до 14 млн т – згідно оптимістичного сценарію. При цьому, згідно останнього сценарію, майбутнє є за рідкими біопаливами II покоління з лігноцелюлозної сировини та біопаливами з відходів олії.

Основними технологіями виробництва сталих авіаційних палив з біомаси є гідроочищення етерів та жирних кислот (HEFA, олеохімічна конверсія); газифікація лігноцелюлози із синтезом Фішера-Тропша (G/FT, термохімічна конверсія); конверсія спиртів (ATJ, біохімічна конверсія); пряме перетворення цукрів у вуглеводні (DSHC, біохімічна конверсія); гідроочищення деполімерізованої целюлози (HDCJ, термохімічна конверсія).

Станом на листопад 2021 р., Міжнародним стандартом ASTM D7566 вже сертифіковано 9 видів САП із визначеною максимальною часткою, що дозволяється при їх змішуванні з традиційним реактивним паливом, сертифікованим за стандартом ASTM D1655; ще три палива знаходяться в процесі розгляду.

Одним з перших палив у 2011 р. був сертифікований синтетичний парафіновий керосин, що отримується з гідроочищених етерів та жирних кислот (HEFA-SPK), із допустимою часткою у суміші з традиційним РП – максимум 50%. Технологія виробництва цього ВРП вже досягла комерційного рівня, але подальше нарощування виробничих потужностей стримується наявними обсягами ресурсів сталої сировини.

Ще двома технологіями, найбільш близькими до комерціалізації, є технологія, що ґрунтується на синтезі Фішера-Тропша (FT) та пряма конверсія цукрів у вуглеводні (DSHC). Інші технології отримання ВРП знаходяться на різних стадіях розвитку – від НДДКР до демонстраційного. Треба зазначити, що технології характеризуються також різними рівнями наявності ресурсів необхідної сировини – від обмеженого (HEFA) до значного (ATJ). Це може впливати на їх подальший розвиток та поширення.

Результати оцінки показують, що використання лігноцелюлозної сировини для виробництва відновлюваних реактивних палив дає найкращі результати по скороченню викидів парникових газів, незалежно від застосованої технології конверсії та метода розподілення емісії між продуктами. Рівень викидів ПГ при використанні різних технологій, серед іншого, залежить від ефективності процесу конверсії, а також потреби технології у водні та способі його отримання (традиційний або «зелений» водень).

Вибір сировини для отримання палива HEFA-SPK суттєво впливає на результат оцінки скорочення викидів парникових газів. Питомі викиди ПГ протягом життєвого циклу виробництва САП за технологією HEFA, прийняті по замовчуванню в методології CORSIA, мають широкий діапазон ($\text{г CO}_{2\text{екв}}/\text{МДж}$) – від 13,9 для використаної харчової олії і 22,5 для топленого тваринного жиру до 60 для пальмової олії при обробці виробничих стічних вод у відкритому ставку.

Вироблене біореактивне паливо має бути змішано з традиційним реактивним паливом і доставлено до аеропорту. Існують спеціальні процедури підтвердження того, що змішане РП на різних етапах постачання відповідає стандартам ASTM. Більшість європейських аеропортів працюють відповідно до стандартів міжнародної організації JIG (Joint Inspection Group – Спільна група інспектування). Змішування зі звичайним реактивним паливом може виконуватися на місці виробництва біопалива або у спеціально відведеному місці до попадання на територію аеропорту; змішування не може виконуватися в резервуарному парку самого аеропорту.

У чинному законодавстві України не вживається термін «стале авіаційне паливо». Визначення терміну «авіаційне паливо» передбачено лише Технічним регламентом щодо вимог до авіаційного бензину та палив для реактивних двигунів, який передбачає, що авіаційне паливо – паливо для авіаційних двигунів з нафтової або іншої сировини – авіаційний бензин та паливо для реактивних двигунів. Таким чином, авіаційне паливо з іншої сировини (зокрема, біомаси) зможе використовуватися в Україні, якщо авіаційне паливо з біомаси відповідатиме вимогам Технічного регламенту (після набрання ним чинності). При цьому, кожна партія авіаційного палива повинна супроводжуватися копією декларації про відповідність авіаційного палива вимогам Технічного регламенту та документом про якість (паспортом якості).

Щодо логістики постачання САП з біомаси, на нашу думку, чинна Інструкція із забезпечення заправлення повітряних суден паливно-мастильними матеріалами і

технічними рідинами в підприємствах цивільного авіаційного транспорту України, затверджена Наказом Державіаслужби від 14.06.2006 р. №416, не враховує можливості змішування біореактивного палива з традиційним РП, та є застарілою. У разі прийняття заходів стимулювання використання САП з біомаси в Україні, вважаємо за необхідне переглянути зазначену Інструкцію.

Синтетичне паливо для потреб авіації (різновид САП) може бути отримано шляхом електролізу води з використанням електроенергії, зокрема, «зеленої» – технологія **PtL** (Power-to-Liquid) – перетворення електроенергії у рідину. Всі складові технології PtL, окрім реакції зворотного зсуву вода-газ, індивідуально є добре розвиненими процесами, що вже застосовуються у промислових масштабах. В цілому, технологія PtL ще не повністю досягла комерційного рівня, але активно розвивається в Ісландії, Фінляндії, Німеччині і Норвегії. Наразі у світі налічується більше 50 демонстраційних та пілотних установок, які діють або знаходяться в стадії будівництва. Аналіз життєвого циклу синтетичного палива, отриманого за технологією PtL, показує, що таке паливо має екологічні переваги (скорочення викидів ПГ, пом'якшення ефекту підкислення атмосфери) над традиційним паливом тільки при застосуванні відновлюваної електроенергії на всіх етапах реалізації цієї технології. Доступ до необхідної кількості «зеленої» електрики вважається одним з ключових питань сталості технології PtL, оскільки відновлювана електроенергія вже має багато альтернативних напрямків застосування.

Процес **електрифікації** авіаційного сектору знаходиться наразі на початковій стадії розвитку та демонстрації. На сьогодні у світі налічується більше 230 відповідних проєктів, з яких тільки близько 30 – комерційного рівня. Розробляються конструкції повністю електрифікованих і гібридних літаків; вже є приклади невеликих електрифікованих літаків, сертифікованих для польотів; виконуються тестові польоти на літаках з модифікованими електродвигунами. Початок широкомасштабного комерційного застосування електрифікованих повітряних суден прогнозується експертами не раніше середини 21 століття. При цьому комерційні польоти невеликих електrolітаків на приміських та регіональних рейсах можуть розпочатися вже з 2025-2030 рр.

Комерційне впровадження електrolітаків потребує подальших досліджень та розвитку технологій в напрямку розробки акумуляторів для рейсів на великі відстані, створення більш потужних зарядних пристроїв та відповідної зарядної інфраструктури. Існуючі сьогодні електричні акумулятори мають низку гравіметричну енергетичну щільність та обмежений життєвий цикл. Це обмежує їх використання як єдиного джерела енергії в літаку лише короткими рейсами – приміськими та регіональними. Аеропорти світу тільки починають зараз електрифікувати свої наземні транспортні засоби. Майбутня інтеграція електrolітаків в роботу аеропортів потребуватиме значних зусиль і коштів, хоча потенційні вигоди і переваги від цього також будуть доволі великими.

Оскільки використання синтетичного палива та електроенергії в авіаційному транспорті є новітніми технологіями, відповідно, спеціальне регулювання їх використання в Україні відсутнє.

Останніми роками у світі спостерігається значний ріст інтересу до питання застосування **водню** в авіації. Основні проблеми цього напрямку полягають у необхідності наявності великого обсягу водню, потребі виробництва «зеленого» водню і забезпеченні

відповідної інфраструктури для його постачання. Водень – низько-/безвуглецеве паливо, яке може застосовуватися в авіації двома шляхами: у звичайних газотурбінних двигунах (з певною адаптацією/модифікацією) як заміник традиційного реактивного палива (у т.ч. на великих повітряних суднах); у паливних елементах як джерело електроенергії. На відміну від електробатарей, які потребують підзарядки, паливні елементи можуть генерувати електроенергію поки забезпечена подача палива (водню). Іншими перевагами є можливість компонування паливних елементів у «батареї», тобто масштабування, а також відсутність у ПЕ рухомих частин, що забезпечує безшумність та високу надійність їх роботи. Крім цих варіантів безпосереднього застосування, водень використовується при виробництві синтетичного керосину за технологією перетворення електроенергії у рідину (PtL) і при виробництві багатьох видів САП з біомаси. Експерти вважають, що з середини 2030-х років рідкий водень стане дешевше і «зеленіше», ніж синтетичне паливо PtL (різновид САП), яке потребує для свого виробництва більше електроенергії, ніж рідкий водень.

Водень може зберігатися на повітряному судні у газоподібному або рідкому стані. Вага водню у 3 рази менше, ніж РП з таким же вмістом енергії, але об'єм, навіть у рідкому (криогенному) стані – у 4 рази більше. Через це ПС потребуватиме значно більший паливний резервуар і кардинальні зміни паливної системи. Крім того, рідкий водень має зберігатися при дуже низькій температурі (близько мінус 253 °С), що потребує використання спеціальних баків. З технічної точки зору, запровадити використання газоподібного водню легше, ніж рідкого, але водень у вигляді газу має зберігатися під високим тиском (700 бар) у важких баках. Це обмежує його застосування в авіації тільки рейсами на короткі відстані. Згідно самого оптимістичного сценарію, комерційне застосування рідкого водню у літаках з кількістю місць 100-200 (рейси на короткі та середні відстані) розпочнеться не раніше 2035 р.

Вагомою перешкодою для використання водню в Україні є застаріла та неузгоджена база нормативно-правових актів та документації з технічної безпеки, а також необізнаність суб'єктів господарювання в цій сфері.

При визначенні рейтингу альтернативних авіаційних палив враховано наступні аспекти:

- рівень розвитку технології та її складність;
- сертифікація технології за стандартом ASTM D7566 (для САП);
- допустимий відсоток змішування з нафтовим реактивним паливом (для САП);
- ціна;
- скорочення викидів парникових газів протягом життєвого циклу;
- наявність / доступність сировинної та ресурсної бази;
- вихід реактивного палива порівняно з обсягом інших супутніх продуктів (для САП з біомаси).
- необхідність зміни паливної системи літака та інфраструктури аеропорту.

За результатами комплексного порівняльного аналізу та оцінки, **найбільш перспективними для України вбачаються наступні САП як альтернативні палива для авіації:**

- Синтетичний парафіновий керосин, отриманий з гідроочищених естерів та жирних кислот (HEFA-SPK).

- Синтетичний парафіновий керосин, отриманий за технологією конверсії спиртів (наразі тільки етанолу) (**ATJ-SPK**).
- Синтетичний парафіновий керосин, отриманий за технологією газифікації з синтезом Фішера-Тропша (**FT-SPK**).

Для виробництва кожного з цих біопалив в Україні є необхідна сировинна база, у тому числі солома злакових культур та ріпаку, побічна продукція/відходи виробництва кукурудзи на зерно та соняшнику, олійні, деревоподібні та трав'янисті енергетичні культури, меляса цукрового буряку. Для прийняття остаточного рішення щодо запровадження виробництва певного виду САП необхідно виконання повноцінного ТЕО та оцінки життєвого циклу для різних видів сировини для умов України.

Водний транспорт

З огляду на глобальний курс на декарбонізацію економіки, сектор водного транспорту готується до переходу на нові технології та енергоносії, що матиме значний вплив на витрати, вартість активів та прибутковість. Судновласники вже відчують збільшення тиску щодо скорочення викидів парникових газів від їхньої діяльності. У найближче десятиліття декарбонізацію в судноплавстві підштовхуватимуть три основні ключові чинники: правила та політика, доступ до інвесторів і капіталу, а також очікування вантажовласників і споживачів.

Усі альтернативні види палива для водного транспорту стикаються з труднощами та перешкодами для їхнього використання, хоча складність подолання цих бар'єрів буде різною для різних видів палива. Типові ключові бар'єри включають високу вартість необхідних машин і обладнання, систем для зберігання палива на борту суден, необхідність у додатковому просторі для зберігання, низьку технічну зрілість, високу ціну на паливо, обмежену доступність палива, відсутність глобальної інфраструктури бункерування та питання безпеки, зокрема, властивостей пожежовибухонебезпечності палив.

Усі судна, які з 2020 року працюють на паливі з високим вмістом сірки, повинні для очищення вихлопних газів використовувати скрубери або інші технології. Технологія скрубєрів доступна на ринку. Залежно від розміру двигуна, інвестиційні витрати для скрубєрів становлять у діапазоні від 650 дол. США/кВт (двигун потужністю 5000 кВт) до 150-100 дол. США за кіловат (двигуни 40 МВт і більше). Експлуатаційні витрати скрубєрів складаються з витрат на технічне обслуговування та споживання енергії. Відповідно до ІМО МЕРС 70/5/3, вони становлять приблизно 0,7% загальних витрат на паливо (судна з потужністю на валу понад 25 МВт).

Нині судна вже можуть працювати на таких **альтернативних видах палива**, як скраплений природний газ (СПГ), зріджений нафтовий газ (ЗНГ), метанол та біопаливо. Крім цього тривають випробування аміаку і водню. За своїми хімічними та фізичними характеристиками альтернативні види палива суттєво відрізняються від традиційних палив для водного транспорту. Особливу небезпечними є властивості, пов'язані з ризиком пожеж та вибухів.

Наявність і доступність інфраструктури для постачання палив, їх зберігання та бункерування – важливий аспект для розвитку ринку альтернативних палив для водного транспорту. У багатьох портах вже є діючі термінали СПГ, метанолу та аміаку, які можна

модернізувати для бункерування суден. Крім цього, будуються нові термінали. В Україні є діючий аміачний термінал у порту Південний із обсягом зберігання 120 тис. т, який може використовуватися і для перевантаження суден або барж із аміаком. Інформація щодо можливості прямого бункерування суден відсутня. Поблизу у Румунії наявний метанольний термінал у порту Констанца із обсягом зберігання понад 50 тис. т. У Болгарії у порту Русе на р. Дунай будується термінал СПГ для бункерування суден внутрішньої навігації із обсягом зберігання 1 тис. м³, що є частиною генерального плану СПГ для магістралі Рейн-Майн-Дунай.

Для переведення енергетичних установок суден на деякі альтернативні види палив, такі як, СПГ, метанол та аміак, необхідно провести складну і дорогу модернізацію двигунів, їх паливної системи, встановити додаткові резервуари для палива, тощо. Виходячи з сучасних технологій, слід розрізняти судноплавство на короткі відстані та глибоководні довгі маршрути щодо застосовності та бар'єрів для різних видів палива. Глибоководні великі і потужні судна мають менше можливостей для вибору палив у порівнянні з сегментом перевезень на короткі відстані за постійними маршрутами, де можуть застосовуватися й малопоширені технології і палива, виготовлені з місцевої сировини, зокрема, біомаси.

В останні роки, серед альтернативних видів палива для водного транспорту найбільше розповсюдження отримав **скраплений природний газ**, який представляє собою природний газ очищений та переведений у рідкій стан за рахунок охолодження до температури – 162 °С. СПГ займає близько 1/600 об'єму природного газу в газоподібному стані (за стандартних умов) і складається переважно з метану (CH₄) та з деякою кількістю етану (C₂H₆). СПГ використовується як дієвий спосіб для дотримання обмежень у районах контролю викидів (ЕСА) на існуючих суднах і планується для нових суден. Ключовою екологічною перевагою СПГ є скорочення викидів SO_x, PM, NO_x та CO₂ порівняно із традиційними нафтопродуктами. Скраплений природний газ вважається найбільш прийнятним способом у найближчій та середній перспективі через наявні технології двигунів і систем, нормативно-правові акти, досвід експлуатації, вартість палива та доступність природного газу в усьому світі.

При використанні СПГ утворюються найменші викиди парникових газів серед вичерпних палив для водного транспорту. Однак, у системах СПГ можуть утворюватися витіки метану, що має потенціал глобального потепління у 28 раз більший ніж CO₂. Тому переваги у скороченні викидів парникових газів від використання СПГ порівняно із мазутом та судновим паливом при наявності витоків CH₄ можуть бути відсутніми. Виробники двигунів стверджують, що викиди CO_{2 екв} ланцюга СПГ «від баку до гвинта» у двопаливних двигунів і двигунів, що працюють на чистому газі, на 10-20% нижчі викидів двигунів, що працюють на нафтовому паливі. Можна досягнути і більшого скорочення ПГ, якщо СПГ виробляти з відновлюваної сировини, наприклад, з біомаси шляхом її анаеробної ферментації у біогазовій установці з наступним очищенням біогазу до біометану. Скраплений біометан називають біо-СПГ (LBG).

Закон України «Про ринок природного газу», що визначає правові засади функціонування ринку природного газу України, передбачає, що послуги установки LNG – господарська діяльність, що підлягає ліцензуванню і полягає у перетворенні природного

газу з газоподібного у рідинний стан (зрідження) або перетворенні зрідженого природного газу з рідинного у газоподібний стан (ре-газифікація) за допомогою установки LNG. При використанні СПГ для водного транспорту, слід враховувати вимоги цього закону, та підзаконних актів, що прийняті на його виконання.

Метанол є відмінною заміною бензину, використовується в сумішевих видах палива, а також може забезпечити хороший рівень продуктивності в дизельних двигунах. Для використання в дизельних двигунах необхідно подавати невелику кількість дизельного палива спільно з метанолом або застосовують покращувач запалювання. Також метанол використовують для виробництва біодизелю, метил-трет-бутилового ефіру (MTBE) і диметилового ефіру (DME) та у паливних елементах. У складі метанолу нема сірка, при його спалюванні викиди NO_x утворюються у невеликій кількості, а викиди твердих частинок (PM) відсутні, тому це паливо вважається перспективним для водного транспорту. При переведенні суден на метанол необхідно модифікувати двигун, паливні баки, трубопроводи та систему бункерування.

Використання метанолу для виробництва палив потребує дотримання чинного законодавства, оскільки метанол є небезпечною речовиною. Метанол - легкозаймиста рідина, сильно отрутна нервового і судинного характеру з різко вираженим кумулятивним ефектом, за кольором, запахом і смаком схожими з етиловим (винним) спиртом. У зв'язку з цим, в Україні діє ряд нормативно-правових актів, що визначають порядок поводження з метанолом.

Аміак представляє значний інтерес як потенційне паливо з нульовими викидами вуглецю для транспорту. Аміак можна використовувати як суднове паливо як у двигунах внутрішнього згорання, так і в паливних елементах. Через високу температуру самозаймання аміак потребує вищого ступеня стиснення (35:1 і вище), ніж у типових дизельних двигунах (16-23:1). Важко сконструювати такий двигун, і тому для забезпечення більш стабільного горіння необхідно використовувати додаткове паливо з нижчою температурою самозаймання. У аміаку висока мінімальна енергія займання і низька швидкість полум'я, тому у двигунах із примусовим запаленням також використовують суміші аміаку з іншими видами палив. Вважається, що двигуни з примусовим запалюванням на аміаку будуть використовуватися для невеликих суден, тоді як модифіковані двотактні (двопаливні) дизельні двигуни можуть підійти для великих кораблів. Спалювання аміаку або аміачних сумішей може призвести до викидів оксидів азоту (NO_x), закису азоту (N_2O) і прямих викидів аміаку (NH_3). Але на сьогодні наразі нема досвіду довгої експлуатації суднових двигунів на аміаку. Тому недостатньо емпіричних даних щодо викидів від спалювання цього виду палива. Очікуються що комерційні двигуни на аміаку з'являться у 2024 р.

Використання аміаку вимагає дотримання чинного законодавства, оскільки в Україні діє ряд нормативно-правових актів, що визначають порядок поводження з ним.

Водень – безбарвний газ без запаху, нетоксичний. Для використання на судах його можна зберігати у вигляді кріогенної рідини, стисненого газу або хімічно зв'язаним. Водень дуже легкозаймистий, а через дуже малі молекули його складно утримувати у резервуарах, трубопроводах та інших елементах. Тому для широкого впровадження водню як палива для водного транспорту необхідно вирішити ряд проблем, зокрема й з інфраструктурою

постачання, зберігання і розподілу, безпекою та нормативною базою. Наразі водень знаходиться на ранніх стадіях розробки для впровадження у судноплавстві.

Найбільш перспективним **біопаливом** для суден є біодизельне паливо (наприклад, HVO – гідроочищена рослинна олія, BtL – біомаса в рідину, FAME – метилові етери жирних кислот) та LBG (рідкий біогаз, який в основному складається з метану). Біодизель найбільш підходить для заміни MDO/MGO, LBG для заміни викопного СПГ і SVO (пряма рослинна олія) для заміни HFO. Хоча й інші технології розвиваються і у перспективі зважаючи на локальні особливості можуть бути впроваджені у водному транспорті.

Біопалива можуть використовуватися як у чистому вигляді так і у сумішах із традиційними паливами з нафти. У даний час лише біодизель (FAME) (у концентраціях до 7% за об'ємом) схвалено для використання з MGO як суднове паливо відповідно до класів дистильованих палив DFA, DFZ і DFB міжнародного стандарту ISO 8217:2017. Такі суміші біодизелю забезпечують суттєво скорочення викидів твердих часток. Зниження викидів твердих часток важлива екологічна перевага кисневмісного палива, і часто значних скорочень можна досягти при відносно низьких рівнях суміші (<10%). Біонафту не можна безпосередньо змішувати з дистильованими паливами, але для створення емульгованої паливної суміші використовують поверхнево-активні речовини.

Пряма заміна морського газойлю (MGO) можлива за умови досягнення достатніх обсягів виробництва біопалива. Але, навіть у сумішевому паливі, біопаливо забезпечує зменшення викидів твердих часток та CO₂. Слід відзначити, що для успішної реалізації проєкту із заміщення викопних палив представники заводу-виробника суднових двигунів повинні підтвердити сумісність двигунів із біопаливами та обов'язкові умови для їх надійної експлуатації.

Технічний Регламент щодо вимог до автомобільних бензинів, дизельного, суднових та котельних палив, визначає, що суднове паливо – рідке дистильоване нафтове паливо, що використовується в суднових високо- та середньооборотних дизельних двигунах, а також газотурбінних установках. На нашу думку, Технічний Регламент не враховує можливість використання біопалива як суднового палива.

З точки зору застосування різних видів палива на водному транспорті, треба виділити перевезення водним транспортом на короткі відстані та глибоководні. При перевезеннях на короткі відстані судна зазвичай працюють в обмежених географічних зонах на відносно коротких маршрутах із частими заходами в порти. Через відносно низьку потребу в енергії ці судна часто є ідеальними кандидатами для випробування нових видів палива, що характеризується високими витратами на енергоконверсію або зберігання.

Глибоководне судноплавство включає великі океанські судна, які здійснюють довгі маршрути, часто без регулярного розкладу. Ці судна потребують використання палива, яке доступне у всьому світі. Енергоносій, що приводить у рух судно, повинен мати достатньо високу щільність енергії, щоб максимізувати доступний вантажний простір. Для цих суден СПГ може бути життєздатним варіантом, коли відповідна інфраструктура бункерування стане доступною в усьому світі. Екологічне біопаливо, метанол і зріджений газ також можуть бути вибором за умови, що вони можуть бути доступні в необхідних кількостях і відповідного рівня якості.

При визначенні рейтингу альтернативних палив для водного транспорту враховано наступні аспекти:

- рівень розвитку технології та її складність;
- сумісність з існуючими двигунами, паливною системою суден та інфраструктурою бункерування;
- наявність/ доступність сировинної та ресурсної бази;
- об'ємний енерговміст палива і енергоносія;
- стандартизація палива;
- ціна;
- скорочення викидів парникових газів протягом життєвого циклу.

За результатами порівняльного аналізу та оцінки **найбільш перспективними для України вбачаються наступні палива для водного транспорту:**

- Біометан, який може використовуватися у стисненому або скрапленому вигляді.
- Біодизель (**FAME**) та гідроочищена рослинна олія (**HVO**).
- Електричні силові установки з акумуляторними батареями.
- Скраплений природний газ (**СПГ**).

1. Альтернативні палива в секторі авіації

1.1. Визначення терміну «сталі авіаційні палива»

Сталі авіаційні палива (САП) – основний термін, який використовується в секторі авіації для опису нетрадиційного (тобто невикопного) авіаційного палива. Міжнародна асоціація повітряного транспорту (IATA) віддає перевагу саме терміну САП для цього типу палива, хоча, коли використовуються інші терміни, такі як *стале альтернативне паливо*, *стале альтернативне реактивне паливо*, *відновлюване реактивне паливо* або *біореактивне паливо*, то загалом маються на увазі ті самі значення.

«Біопаливом» зазвичай називають паливо, вироблене з біологічних ресурсів (речовин рослинного або тваринного походження). Однак сучасні технології дозволяють виробляти паливо з інших альтернативних джерел, включаючи небіологічні ресурси, отже термін скориговано як САП, щоб підкреслити сталу природу цих видів палива.

Хімічні та фізичні характеристики САП майже ідентичні характеристикам звичайного реактивного палива, отже САП можна безпечно змішувати з останнім у різних співвідношеннях, використовувати ту саму інфраструктуру постачання і не виконувати адаптації літаків або двигунів. Паливо з такими властивостями називається «паливом для заправки» (“drop-in fuels”), тобто паливом, яке може автоматично включатися в існуючі системи заправки в аеропортах.

САП повинні відповідати критеріям сталості, таким як скорочення викидів вуглецю протягом життєвого циклу, обмежені потреби в прісній воді, відсутність конкуренції з виробництвом харчових продуктів (для біопалива I покоління існує така конкуренція) та відсутність пов’язаної з виробництвом палива вирубки лісів.

Таким чином, за версією IATA, **САП має три ключові ознаки** [1]:

- його виробництво є сталим, тобто не порушує екологічного балансу і не виснажує природні ресурси;
- воно вироблено з сировини, що є альтернативною сирій нафті;
- воно має властивості реактивного палива, що відповідають технічним і сертифікаційним вимогам для використання у комерційних літаках.

За підходом Міжнародної організації цивільної авіації (ICAO), до САП відносяться «палива для заправки», вироблені з **відновлюваної сировини або відходів, що відповідають критеріям сталості CORSIA**: скорочення викидів ПГ протягом життєвого циклу палива, принаймні, на **10%** порівняно з нафтовим РП а також *не використання* біомаси з земель з високим запасом вуглецю як сировини для отримання палива [13]. CORSIA – запроваджена ICAO методологія оцінки викидів ПГ протягом життєвого циклу авіаційних палив, якою користуються країни-члени ICAO (опис представлено в **Додатку 1**). У більш широкому сенсі CORSIA являє собою не тільки методологію оцінки, але й міжнародну програму скорочення викидів вуглецю в авіації.

В ЄС під САП розуміють наступні види «палива для заправки», які відповідають критеріям сталості та вимогам скорочення викидів ПГ згідно Директиви ЄС **RED II** [2, 3]:

синтетичне авіапаливо, отримане за технологією перетворення електроенергії у рідину – PtL;

біопаливо II покоління, отримане з лігноцелюлозної сировини та певних видів відходів (повний перелік відповідних видів сировини наведено у **Додатку 2**, частина А);

біопаливо III покоління, отримане з водоростей;

біопаливо, вироблене з сировини з «високим потенціалом сталості» (використана харчова олія, певні види тваринних жирів – див. **Додаток 2**, частина В).

З переліку вище видно, що до САП Європейська Комісія **не відносить біопалива I** покоління, тобто отримані з сільськогосподарських культур, призначених для виробництва продуктів харчування і кормів. Такі біопалива у більшості випадків не відповідають вимогам скорочення викидів ПГ згідно Директиви ЄС **RED II** [3] – не менше **50%, 60%** та **65%** для установок з виробництва транспортних біопалив, що почали роботу, відповідно, до 05.10.2015 включно, у період з 06.10.2015 по 31.12.2020 та з 01.01.2021.

Треба також зазначити, що згідно Директиви ЄС **RED II**, авіаційне паливо **може** зробити свій внесок у ціль досягнення 14% відновлюваної енергії у транспортному секторі до 2030 р., але його **внесок не є обов'язковим**.

1.2. Аналіз поточного стану та перспектив виробництва і використання САП

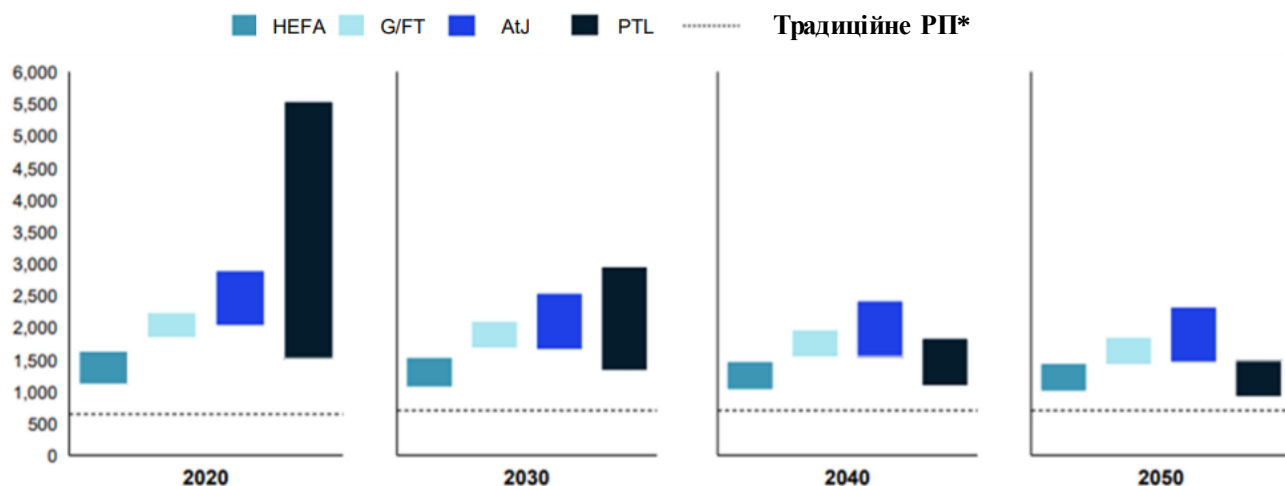
1.2.1. Поточний стан розвитку

Наразі обсяг застосування сталих авіаційних палив у світі є обмеженим через їх порівняно високу ціну та обмежені існуючі виробничі потужності. Тим не менш, у період з 2016 року вже відбулося понад 370 тис. польотів із використанням САП. На сьогодні більше 45 авіаліній світу мають досвід застосування таких альтернативних палив; укладено контракти форвардних покупок на близько 14 млрд л САП [38].

За експертними оцінками 2021 року, вартість САП наблизиться до вартості традиційного РП лише у період після 2030-2040 рр. (**рис. 1.1, 1.2**). Однак, у 2022 р. суттєво зросла світова ціна на нафту – в середньому до **110** дол. США/барель протягом першого півріччя, із піком до майже 130 дол. США/барель на початку березня 2022 р. [39]. При цьому середньорічні ціни на нафту у попередні роки становили (**Brent, дол. США/барель**): ~70 у 2021 р., ~50 у 2020 р., ~65 у 2019 р. [6]. Ріст цін на нафту вплинув на вартість традиційного реактивного палива, яка у червні 2022 р. була на **25...30%** вище показника цього ж періоду минулого року, сягаючи близько **1400** дол. США/т (**1120 USD/1000 л**) [7]. **Зазначені цінові тенденції суттєво сприяють підвищенню конкурентоздатності сталих авіаційних палив.**

Вартість біопалива для реактивних двигунів на світовому ринку доволі суттєво коливається в залежності від виду застосованих технологій і сировини для його виробництва. Так, за даними 2018-2020 рр., ціна продажу біопалива (дол. США/т), отриманого за технологією HEFA з ВХО, складала 721...1089, з олії ятрофи – 2360; за технологією конверсії ізобутанолу з зерна пшениці – 976, з соломи пшениці – 1564 (**Додаток 3**) [8].

До 2019 р. обсяг виробництва авіаційних біопалив складав помітно менше **10** млн л/рік, а у 2019 р. стався скачок виробництва до **> 140** млн л/рік (**рис. 1.3**). Потенціал розвитку даного напрямку є високим, оскільки це суттєво підвищує сталість авіаційного сектору і сприяє глобальній декарбонізації.



* *Коментар авторів Технічного звіту: на червень 2022 р. ціни на РП Jet A1 складали близько 1400 USD/t (1120 USD/1000 л при густині РП ~800 кг/м³) [7]*

Рис. 1.1. Прогноз (2021 р.) собівартості різних САП до 2050 р. порівняно з традиційним реактивним паливом, дол. США/1000 л [4].

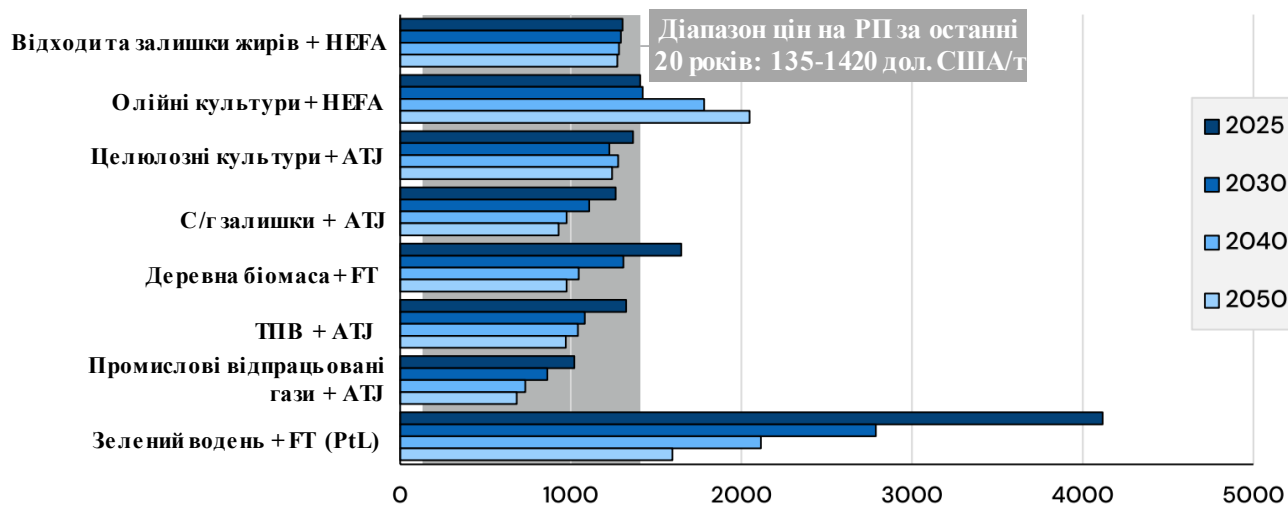


Рис. 1.2. Прогноз (2021 р.) собівартості різних САП до 2050 р. порівняно з традиційним реактивним паливом, дол. США/т [5].

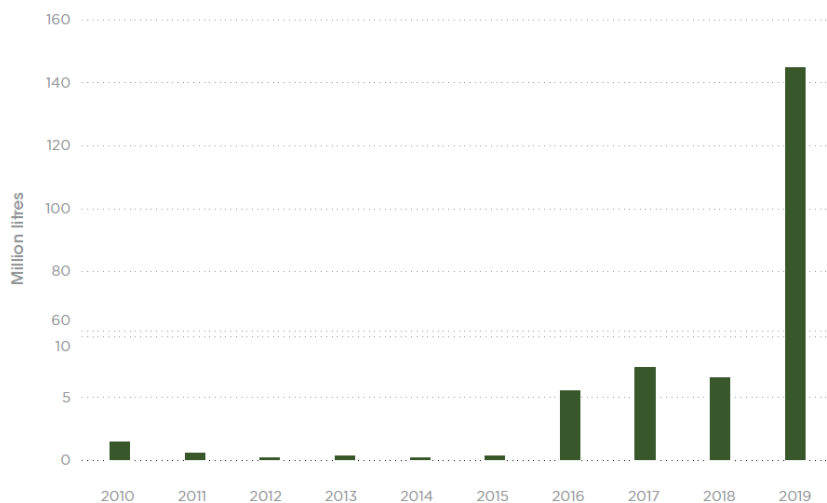


Рис. 1.3. Виробництво авіаційних біопалив у світі, млн л [8].

1.2.2. Технології виробництва САП з біомаси

Основними технологіями виробництва сталих авіаційних палив з біомаси¹ є [9]:

- Гідроочищення етерів та жирних кислот (**HEFA**, *олеохімічна* конверсія).
- Газифікація лігноцелюлози із синтезом Фішера-Тропша (**G/FT**, *термохімічна* конверсія).
- Конверсія спиртів (**ATJ**, *біохімічна* конверсія).
- Пряме перетворення цукрів у вуглеводні (**DSHC**, *біохімічна* конверсія).
- Гідроочищення деполімерізованої целюлози (**HDCJ**, *термохімічна* конверсія).

Види сировини, необхідні для реалізації зазначених технологій, і основні етапи конверсії представлено на **рис. 1.4**. При використанні лігноцелюлозної сировини, біомасової фракції побутових/промислових відходів та інших видів сировини згідно частини А Додатку IX Директиви ЄС RED II (див. **Додаток 2**), отримують *рідкі біопалива II та III (з водоростей) покоління*.

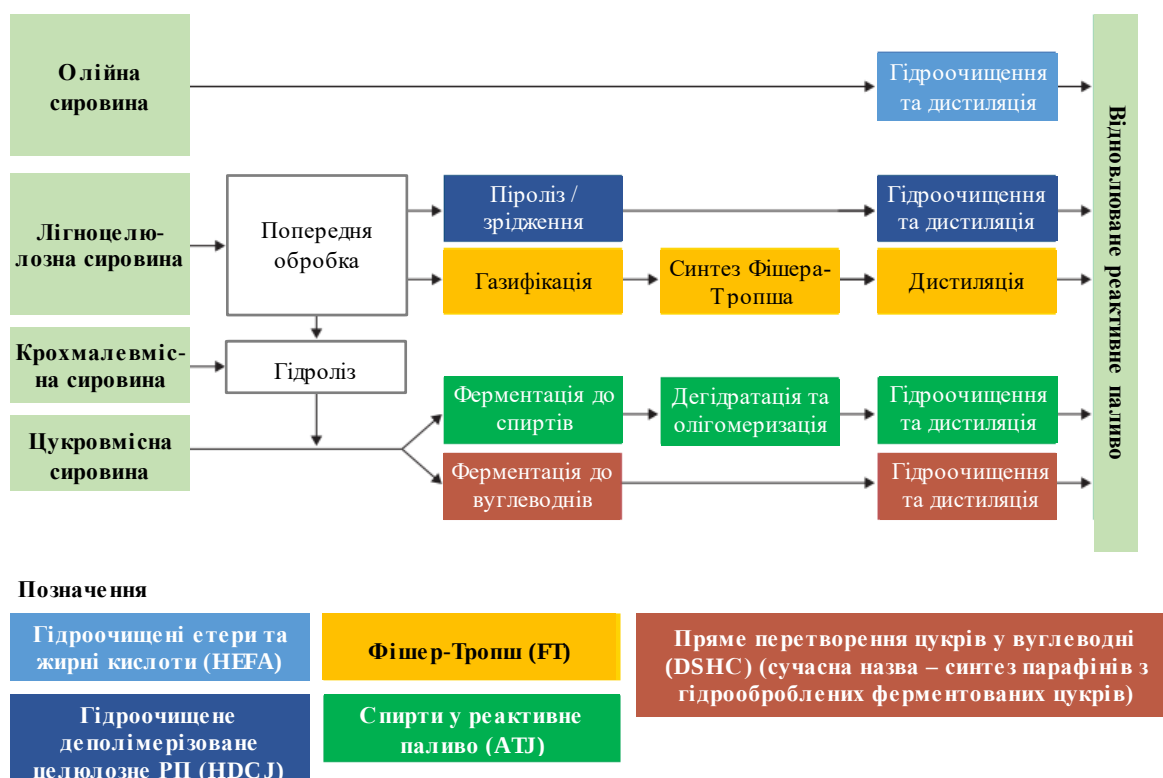


Рис. 1.4. Технології отримання відновлюваних реактивних палив з біомаси [10].

Важливо, що вчені і дослідники вже активно працюють над розвитком технологій виробництва біопалив **IV** покоління з генетично модифікованих організмів (**табл. 1.1**). Але поки що основу відновлюваних реактивних палив складають авіаційні біопалива **I** та **II**

¹ Технологію виробництва синтетичного САП шляхом перетворення електроенергії у рідину (PtL) розглянуто в іншому розділі Технічного звіту.

покоління. При цьому, як вже зазначалося, **Єврокомісія не відносить біопалива I покоління до сталих [2].**

Таблиця 1.1. Сировина для виробництва авіаційних біопалив різних поколінь [11].

I покоління (1-G)	II покоління* (2-G)	III покоління (3-G)	IV покоління (4-G)
- Олійні культури: рижій, олійна пальма, ріпак, соя, соняшник, солерос - Цукрові та крохмалисті культури: кукурудза, пшениця, цукрова тростина, цукровий буряк	- Олійні енергетичні культури*: ятрофа, рицина звичайна - Трав'янисті енергетичні культури: свічграс (інша назва – просо прутоподібне), міскантус, слонова трава - Деревні енергетичні культури: тополя, верба, евкаліпт - Сільськогосподарські та лісгосподарські залишки: стебла кукурудзи, віджимки цукрової тростина, лісосічні та деревообробні відходи - Харчові та побутові відходи*: використана харчова олія, тваринні жири, біогенна фракція твердих побутових відходів	Водорості: мікроводорості	- Генетично модифіковані організми - Небіологічна сировина: CO₂, відновлена електрика, вода

** Коментар авторів Технічного звіту: даний перелік видів сировини не повністю співпадає з переліком, наведеним у Додатку IX Директиви ЄС RED II (див. Додаток 2). Олійні енергетичні культури, використана харчова олія, тваринні жири не зазначені в у Додатку IX Директиви ЄС RED II як такі, з яких отримуються рідкі біопалива II покоління.*

Станом на листопад 2021 р., Міжнародним стандартом **ASTM D7566** [12] вже сертифіковано **9** видів САП із визначеною максимальною часткою, що дозволяється при змішуванні ВРП з традиційним реактивним паливом, сертифікованим за стандартом ASTM D1655 [13]; ще три палива знаходяться в процесі розгляду (табл. 1.2).

Таблиця 1.2. Затверджені стандартом ASTM D7566 технології виробництва САП і такі, що знаходяться в стадії розгляду [14-16].

Вид сталого авіаційного палива	Максимально дозволена об'ємна частка у суміші з традиційним авіапаливом	Типова сировина	Статус
Синтетичний парафіновий керосин, отриманий за технологією газифікації з синтезом Фішера-Тропша (FT-SPK)	50%	Лігноцелюлозні рослини, відходи та залишки	Затверджено у 2009 р.
Синтетичний парафіновий керосин, отриманий з гідроочищених етерів та	50%	Рослинна олія, жирові та олійні	Затверджено у 2011 р.

жирних кислот (HEFA-SPK)		відходи	
Синтетичні ізопарафіни, отримані з гідроочищених ферментованих цукрів (HFS-SIP)	10%	Цукровмісні рослини	Затверджено у 2014 р.
Синтетичний парафіновий керосин з ароматичними складовими, отриманий за технологією газифікації з синтезом Фішера-Тропша (FT-SPK/A)	50%	Лігноцелюлозні рослини, відходи та залишки	Затверджено у 2015 р.
Синтетичний парафіновий керосин, отриманий за технологією конверсії спиртів (наразі тільки ізобутанол та етанол) (ATJ-SPK)	50%	Цукро-/крохмаловмісні рослини; лігноцелюлозні рослини, відходи та залишки	Затверджено у 2016 р.
Паливо, отримане шляхом сумісної гідро-обробки естерів та жирних кислот при традиційній переробці нафти*	---	Рослинна олія, жирові та олійні відходи	Затверджено у 2018 р.
Синтетичний керосин, отриманий каталітичним гідротермолізом (CH-SK , або CHJ)	50%	Рослинна олія, жирові та олійні відходи	Затверджено у 2020 р.
Синтетичний парафіновий керосин, отриманий з гідроочищених естерів та жирних кислот з попередньою обробкою вуглеводневої сировини (HC-HEFA-SPK)	10%	Мікроводорості	Затверджено у 2020 р.
Паливо, отримане шляхом сумісної гідро-обробки вуглеводнів Фішера-Тропша при традиційній переробці нафти*	---	Лігноцелюлозні рослини, відходи та залишки	Затверджено у 2020 р.
Синтетичний керосин, отриманий з гідроочищених естерів та жирних кислот за високої температури кристалізації (HFP HEFA-SPK , або HEFA+)	10%	Рослинна олія, жирові та олійні відходи	<i>В процесі розгляду</i>
Гідро-деоксигенований синтетичний ароматичний керосин (HDO-SAK)	10%	Цукро-/крохмаловмісні рослини; лігноцелюлозні рослини, відходи та залишки	<i>В процесі розгляду</i>
Синтетичний керосин з ароматичними складовими, отриманий за технологією конверсії спиртів (ATJ-SKA)	немає даних	Цукро-/крохмаловмісні рослини; лігноцелюлозні рослини, відходи та залишки	<i>В процесі розгляду</i>

* При обсязі естерів, жирних кислот та вуглеводнів Фішера-Тропша <5% (об'ємних), використаних при традиційній переробці нафти, отримане авіапаливо може відповідати стандартам якості традиційного РП згідно ASTM D1655 [13].

Одним з перших палив у 2011 р. був сертифікований синтетичний парафіновий керосин, що отримується з гідроочищених етерів та жирних кислот (**HEFA-SPK**), із допустимою часткою у суміші з традиційним РП – максимум **50%**. Технологія виробництва цього ВРП вже досягла **комерційного рівня**, але подальше нарощування виробничих потужностей стримується наявними обсягами ресурсів сталої сировини (**рис. 1.5**).

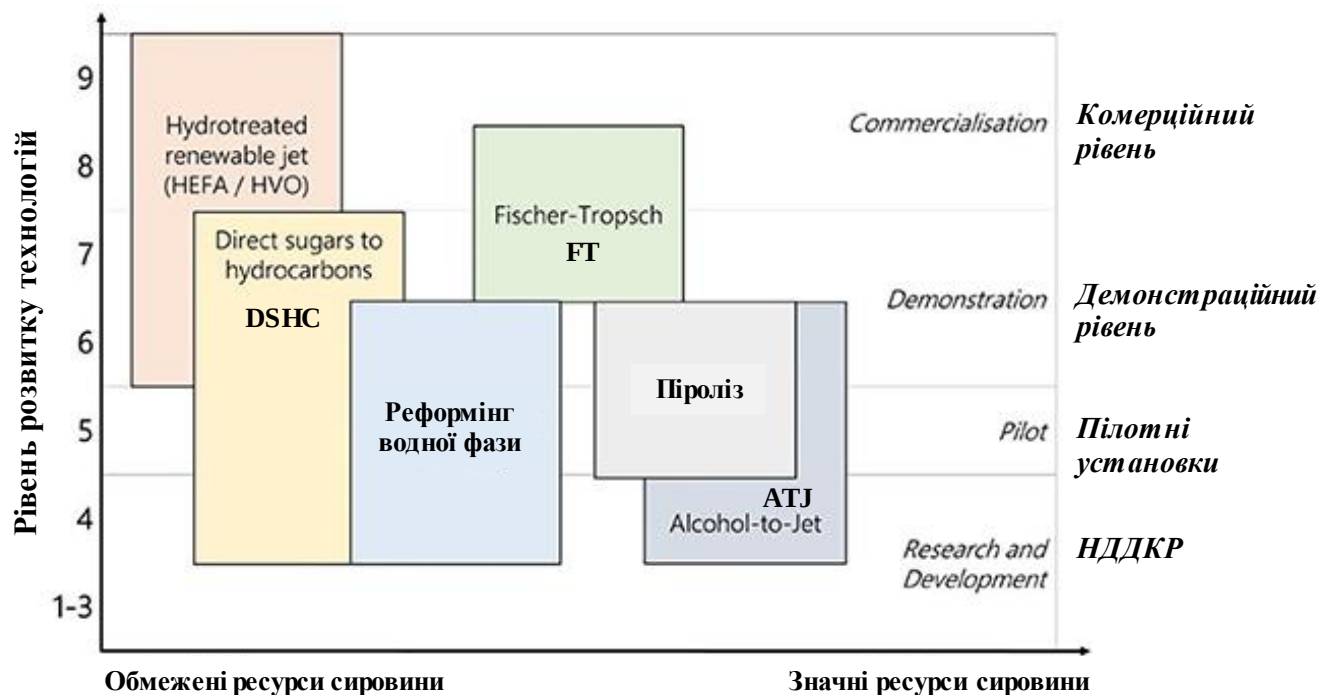


Рис. 1.5. Рівень та потенціал розвитку різних технологій виробництва ВРП залежно від ступеня відпрацьованості технології та наявності сировини [11].

Ще двома технологіями, найбільш близькими до комерціалізації, є технологія, що ґрунтується на синтезі Фішера-Тропша (**FT**) та пряма конверсія цукрів у вуглеводні (**DSHC**). Інші технології отримання ВРП знаходяться на різних стадіях розвитку – від НДДКР до демонстраційного. Треба зазначити, що технології характеризуються також різними рівнями наявності ресурсів необхідної сировини – від обмеженого (**HEFA**) до значного (**ATJ**) (див. **рис. 1.5**). Це може впливати на їх подальший розвиток та поширення. Оцінка доступності і сталості різних видів сировини представлена на **рис. 1.6**.

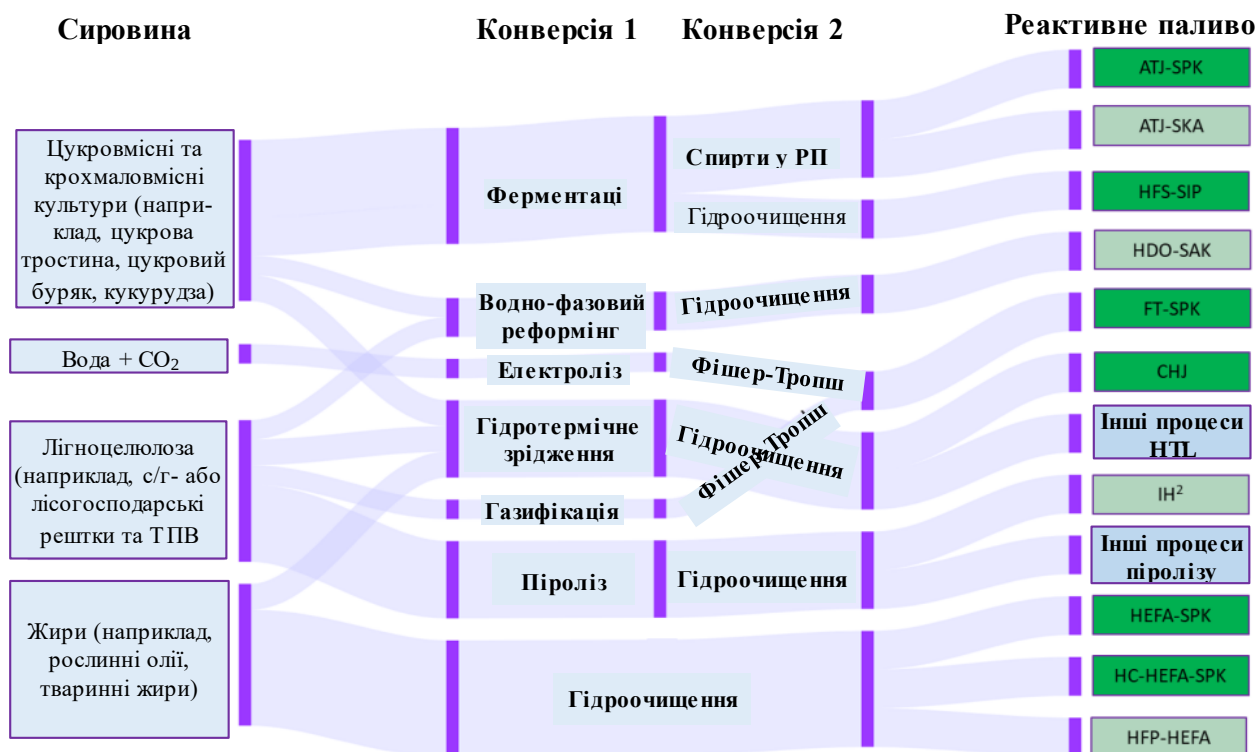
Рис. 1.7 відображає спрощену схему виробництва сертифікованих та перспективних САП. При застосуванні майже кожної із технологій конверсії, авіаційне біопаливо є лише однією із фракцій всього спектру отриманих продуктів (**рис. 1.8**). Так, орієнтовний вихід авіаційного біопалива складає [9]:

- 15-50% для технології **HEFA**;
- 70% для конверсії спиртів (**ATJ**);
- 25-40% для газифікації із синтезом Фішера-Тропша;
- 10-30% для піролізу і гідротермічного зрідження.

Категорія сировини			Технічна доступність	Екологічні обмеження	Неупере- дженість	Економічні обмеження
1	Біологічна сировина	Відходи та залишки жирів				
2a		Олійні культури				
2b		Целюлозні покривні культури				
3		Сільськогосподарські відходи				
4		Деревна біомаса				
5		ТПВ				
6a	Небіологічна сировина	Промислові відпрацьовані гази				
6b		Відновлювана електрика				

Примітка: чим більше заповнений круг, тим сильніше відповідне обмеження

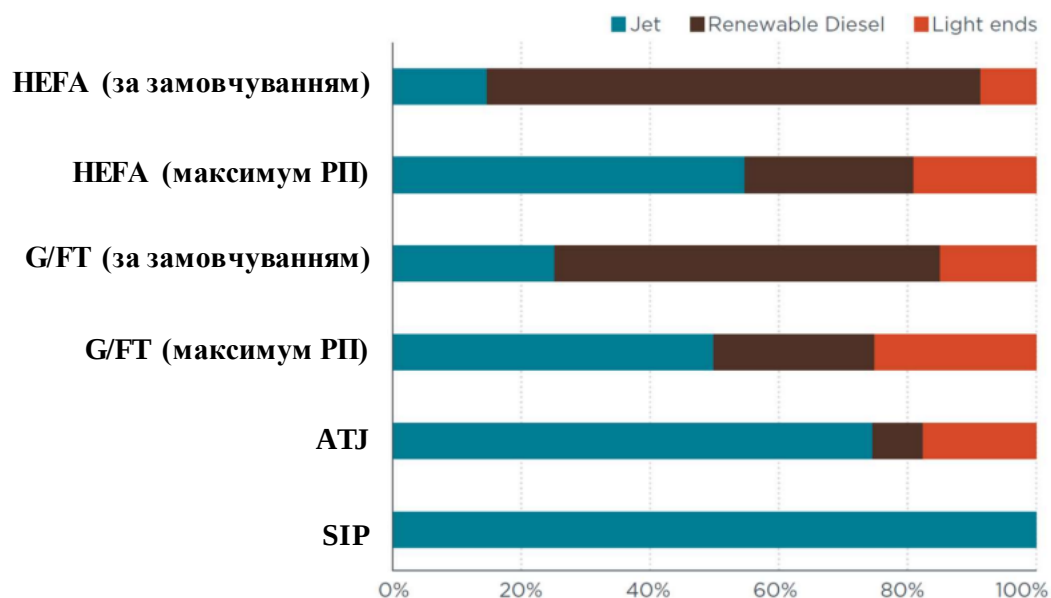
Рис. 1.6. Оцінка доступності і сталості різних видів сировини [5].



Примітка: це спрощена узагальнена схема. Технології включають більше процесів, ніж представлено на схемі; не зазначені деякі другорядні процеси, які зараз розробляються. Товщина «потоків» не виражає будь-які конкретні величини

(умовні позначення представлено в Переліку скорочень та в таблиці 1.2)

Рис. 1.7. Статус сертифікації технологій виробництва САП [16].



Jet – РП, Renewable Diesel – відновлюваний дизель, Light ends – легкі фракції

Рис. 1.8. Вихід САП та супутніх продуктів для різних технологій конверсії [9].

Цікаво, що 20 червня 2022 року компанія ExxonMobil (США) оголосила про розробку унікальної технології для виробництва САП з **відновлюваного метанолу** [37]. Метанол², отриманий шляхом газифікації біомаси або вироблений з низьковуглецевого водню та уловленого CO₂, може бути конвертований у САП патентованою технологією ExxonMobil із застосуванням каталізаторів. За попередніми оцінками компанії, вихід РП має бути вище, ніж в інших технологіях отримання САП. Технологія ExxonMobil є гнучкою, оскільки дозволяє використання суміші спиртів як сировини для отримання відновлюваного дизелю, а також інших видів низьковуглецевої хімічної сировини. Компанія розпочала відпрацювання розробленої технології з метою подальшої сертифікації.

1.2.3. Прогнози розвитку виробництва САП з біомаси

Наразі тільки **0,05%** європейських літаків працюють на паливі, отриманому з відновлюваних джерел [17]. Розвиток цього напрямку на глобальному рівні стимулюється програмою CORSIA Міжнародної організації цивільної авіації (ICAO), а також системою торгівлі викидів ЄС – EU ETS. **CORSIA** (Система компенсації та скорочення викидів вуглецю у міжнародній авіації) являє собою міжнародну програму скорочення викидів вуглецю в авіації. Ця програма вимагає від авіаліній **недопущення росту емісії CO₂ вище рівня 2019 р.** за рахунок використання альтернативних палив, що відповідають критеріям сталості CORSIA, або за рахунок інших видів компенсації, наприклад, шляхом фінансування скорочення викидів в інших секторах. Система **EU ETS** заохочує застосування літаками **сертифікованих САП, вироблених з біомаси**, що відповідають критеріям сталості Директиви ЄС **RED II**. Вважається, що емісія ПГ при використанні таких біопалив, є нульовою [18].

² Загальну інформацію про метанол та можливості отримання «зеленого» метанолу представлено у розділі 2.3. «Метанол» Технічного звіту.

Вважаючи зазначені схеми CORSIA і EU ETS недостатньо дієвими, Європейська Комісія розробила нову ініціативу **RefuelEU Aviation**, націлену на стимулювання переходу на **сталі авіаційні палива** (включаючи синтетичні, загальновідомі як e-fuels) в секторі авіації. В рамках RefuelEU Aviation стоїть зобов'язання досягнення наступної мінімальної частки постачання САП у **кожному аеропорті ЄС: 2% у 2025 р., 5% у 2030 р., 20% у 2035 р., 32% у 2040 р., 38% у 2045 р., 63% у 2050 р.** RefuelEU Aviation є складовою загального пакету пропозицій, представленого Єврокомісією 14.07.2021. Цей пакет спрямований на узгодження кліматичної, енергетичної, земельної, транспортної та фінансової стратегій ЄС з ціллю досягнення скорочення емісії ПГ принаймні на **55% до 2030 р.** порівняно з 1990 р. – так званий пакет «відповідність цілі 55» (the fit for 55 package). Наразі пакет пропозицій Єврокомісії проходить етапи розгляду та погодження, необхідні для його офіційного затвердження [2]. Реакція Європейського Парламенту на пропозиції Єврокомісії по обов'язковій частці САП, отримана у липні 2022 р., свідчить про те, що ця частка може бути навіть збільшена – до **85% у 2050 р.** [93].

За проведеними в рамках проєкту **RENJET** [19] оцінками, річне виробництво **відновлюваного реактивного палива в ЄС** може зрости з 1,3 млн т у 2021 р. до **3,4 млн т** у 2030 р. згідно сценарію поступового розвитку сектору і до **14 млн т** – згідно оптимістичного сценарію. При цьому, згідно останнього сценарію, майбутнє є за рідкими **біопаливами II покоління** з лігноцелюлозної сировини та біопаливами з відходів олії, що відповідає переліку сировини з Додатку IX Директиви ЄС **RED II** – див. **Додаток 2**.

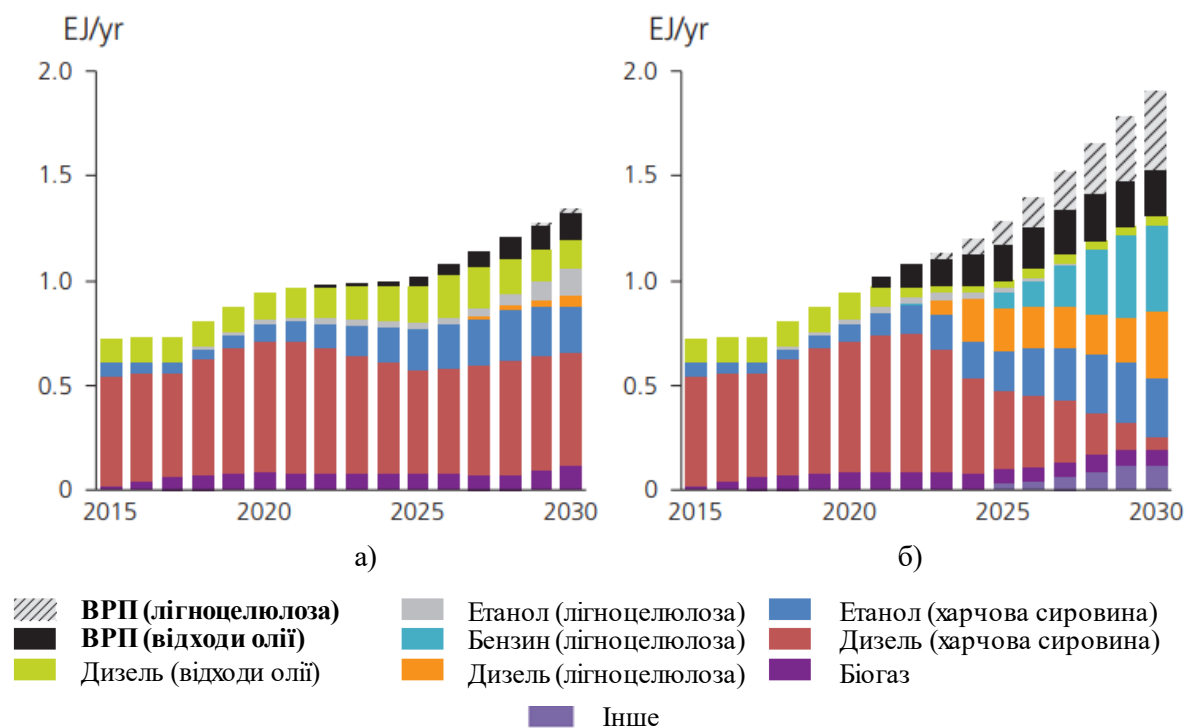


Рис. 1.9. Прогноз виробництва рідких біопалив та біогазу для дорожнього і авіаційного транспорту в ЄС до 2030 р., **ЕДж/рік³** [10].

³ Орієнтовний коефіцієнт перерахунку для ВРП: **1 ЕДж = 23 млн т.**

Експерти Міжнародної організації цивільної авіації (ICAO) розробили прогноз обсягів виробництва різних видів САП у різних регіонах світу до 2035 року [15]. Із загальних **2596** ПДж (~**59** млн т³) у 2035 р., найбільші частки виробництва САП припадуть на США (29%), Бразилію (19%) і ЄС (17%) (**табл. 1.3**). Очікується виробництво САП, головним чином, за технологіями HEFA (з олії сої, кукурудзи, ріпаку, пальми, рослини Carinata), синтезу Фішера-Тропша (з міскантусу, проса прутноподібного, тополі), конверсії спиртів (з кукурудзи, цукрової тростини, міскантусу, проса прутноподібного), гідроочищення ферментованих цукрів (з цукрової тростини і цукрового буряка).

Таблиця 1.3. Прогноз обсягів виробництва сталих авіаційних палив до 2035 р. за регіонами світу та технологіями [15].

Країна / регіон	Технологія виробництва (сировина)	Обсяг виробництва САП	
		ПДж ³	частка від загального
США	HEFA (соєва олія)	57	2,2%
	ATJ / ETJ (кукурудза)	104	4,0%
	FT / ATJ / ETJ (міскантус)	69	2,7%
	FT / ATJ / ETJ (просо прутноподібне)	69	2,7%
	FT (тополя)	69	2,7%
	Інші САП, у т.ч.: HEFA (олія рослини Carinata*)	373 (6,5)	14,4% (0,25%)
Бразилія	HEFA (соєва олія)	44	1,7%
	SIP (цукрова тростина)	104	4,0%
	ATJ / ETJ (цукрова тростина)	104	4,0%
	Інші САП, у т.ч.: HEFA (олія рослини Carinata*)	243 (6,5)	9,3% (0,25%)
ЄС	HEFA (ріпакова олія)	65	2,5%
	FT / ATJ / ETJ (міскантус)	52	2,0%
	SIP (цукровий буряк)	78	3,0%
	Інші САП	238	9,2%
Малайзія та Індонезія	HEFA (пальмова олія)	52	2,0%
	Інші САП	13	0,5%
Інші регіони		862	33,2%
Всього		2596	100%

* Carinata вирощується як другорядна культура, щоби уникнути конкуренції з іншими культурами.

Основні компанії-гравці ринку сертифікованих САП та сегменти їх бізнесу представлені на **рис. 1.10**. Серед цих компаній такі відомі як Neste (Фінляндія), World Energy (США), Red Rock Biofuels (США), Gevo (США) та інші, що вже мають, принаймні, по одній діючій установці. Протягом 2022-2025 рр. планується започаткування роботи ще більше **20** установок з виробництва авіаційних біопалив (**табл. 1.4**). Це дасть можливість вже до **2026 р.** досягти загальних обсягів виробництва близько **11** млрд л/рік (**9** млн т) [20].

За оцінками міжнародної Групи дій повітряного транспорту, до якої входять такі організації як Міжнародна рада аеропортів (ACI), Організація навігаційних послуг цивільної авіації (CANSO), Міжнародна асоціація повітряного транспорту (IATA), Міжнародна рада комерційної авіації (IBAC) та інші, потреба у САП складе **330-445** млн т/рік до 2050 року [28].



Co-processing fats/oils – сумісна гідро-обробка етерів та жирних кислот (до 5% об.) при традиційній переробці нафти;; **co-processing FT Wax** – сумісна гідро-обробка вуглеводнів Фішера-Тропша (до 5% об.) при традиційній переробці нафти;
(інші умовні позначення представлено в Переліку скорочень та в табл. 1.2)

Рис. 1.10. Основні компанії-гравці ринку сертифікованих САП (біопалив) [16].

Таблиця 1.4. Існуючі та заплановані до будівництва установки з виробництва авіаційних біопалив [9, 20].

Компанія, рік запуску	Технологія (сировина)	Виробництво біо-РП / загальний обсяг вироблених продуктів ⁴
World Energy (Paramount, США), 2020 р.	HEFA	25 / 95 млн л/рік
Neste (Porvoo, Фінляндія), 2020 р.	HEFA (тваринні жири, ВХО)	34 / 128 млн л/рік
Gevo (Silsbee, США), 2020 р. (демонстраційна)	конверсія ізобутанолу	0,143 тис. т/рік
LTU Greenfuels, 2020 р.	G/FT (лісові відходи)	0,5 тис. т/рік
Total (La Mede, Франція), 2020 р.	HEFA (ріпакова, соєва, соняшникова, пальмова, кукурудзяна олія)	473 тис. т/рік
ENI, 2020 р.	HEFA (ВХО)	750 тис. т/рік

⁴ Орієнтовний перерахунок: 1000 л = 0,8 т (густина ~800 кг/м³).

Компанія, рік запуску	Технологія (сировина)	Виробництво біо-РП / загальний обсяг вироблених продуктів ⁴
Velocys, 2020 р.	G/FT (деревна БМ)	57 тис. т/рік
Lanzatech, 2020 р.	АТJ (ТПВ/БМ як залишки)	29 тис. т/рік
Lanzatech, 2021 р.	АТJ (ТПВ/БМ як залишки)	76 тис. т/рік
REG, 2020 р.	HEFA (ВХО)	215 тис. т/рік
Fulcrum Bioenergy (Sierra, США), 2021 р.	G/FT (ТПВ)	7 / 26 млн л/рік
Red Rock Biofuels (Lakeview, США), 2021 р.	G/FT (лісові та лісопильні залишки)	6 / 23 млн л/рік
Marathon, 2021 р.	HEFA (соєва олія)	527 тис. т/рік
Заплановано до запуску:		
Neste (Сінгапур і Роттердам), 2022 р.	HEFA (тваринні жири, ВХО)	480 / 1816 млн л/рік
Neste, 2023 р.	HEFA (тваринні жири, ВХО)	416 тис. т/рік
SkYNRG (Delfzijl, Нідерланди), 2022 р.	HEFA	33 / 125 млн л/рік
Lanzajet (Freedom Pines, США), 2022 р.	конверсія етанолу	10 / 38 млн л/рік
Lanzatech, 2022 р.	АТJ (ТБО/БМ як залишки)	86 тис. т/рік
World Energy (Paramount, США), 2022 р.	HEFA (тваринні жири, рослинна олія)	150 / 568 млн л/рік
ECB, 2022 р.	HEFA (соєва олія, тваринні жири, ВХО)	725 тис. т/рік
ST1 Oy, 2022 р.	HEFA (ВХО)	189 тис. т/рік
Diamond Green, 2022 р.	HEFA (тваринні жири, ВХО)	1933 тис. т/рік
LTU Greenfuels, 2022 р.	G/FT (лісові відходи)	50 тис. т/рік
Gevo (Luverne, США), 2023 р.	конверсія ізобутанолу	19 / 72 млн л/рік
Go Sunshine (New Orleans, США), 2023 р.	HEFA	29 / 110 млн л/рік
Fulcrum #2 (Indiana, США), 2023 р.	G/FT	21 / 80 млн л/рік
Readifuels (США), 2023 р.	каталітичний гідротермоліз	24 / 91 млн л/рік
Hollyfrontier, 2023 р.	HEFA (соєва олія)	358 тис. т/рік
Phillips 66 (San Francisco, США), 2024 р.	HEFA	290 / 1098 млн л/рік
Total (Grandpuits, Франція), 2024 р.	HEFA	56 / 212 млн л/рік
PREEM, 2023 р.	G/FT (лісові відходи)	757 тис. т/рік
Preem (Gothenburg, Швеція), 2024 р.	HEFA	70 / 265 млн л/рік
Lanzajet (США), 2024 р.	конверсія етанолу	90 / 340 млн л/рік
Caphenia, 2024 р.	G/FT	0,227 тис. т/рік
Velocys (Altalto, Об'єднане Королівство), 2025 р.	G/FT (ТПВ)	16 / 60 млн л/рік
SAF plus consortium, 2025 р.	G/FT (лісові відходи)	23 тис. т/рік
Flexjet project, 2025 р.	HEFA (ВХО)	15 тис. т/рік

1.2.4. Оцінка викидів парникових газів протягом життєвого циклу САП з біомаси

За методологією GREET виконано оцінку емісії ПГ протягом життєвого циклу виробництва ВРП за технологіями, які вже досягли комерційного рівня або можуть досягти його в найближчому майбутньому: HEFA, синтез Фішера-Тропша, гідротермічне зрідження, піроліз, технологія конверсії спиртів, пряма конверсія цукрів у вуглеводні. Методологія GREET, розроблена Аргонською національною лабораторією (США), ґрунтується головним чином на даних США і вважається експертами найбільш популярним інструментом для оцінки життєвого циклу альтернативних авіаційних палив [21, 22].

Життєвий цикл палив включає всі етапи від вирощування сировини до кінцевого споживання готового продукту. Розглянуто три типи сировини – цукро-/крохмаловмісна (зерно кукурудзи, цукрова тростина), лігноцелюозна (деревина тополі, верби, лісові залишки, залишки виробництва кукурудзи на зерно – кукурудзиння), олійвмісна (використана харчова олія, рижій, ятрофа) (рис. 1.11).

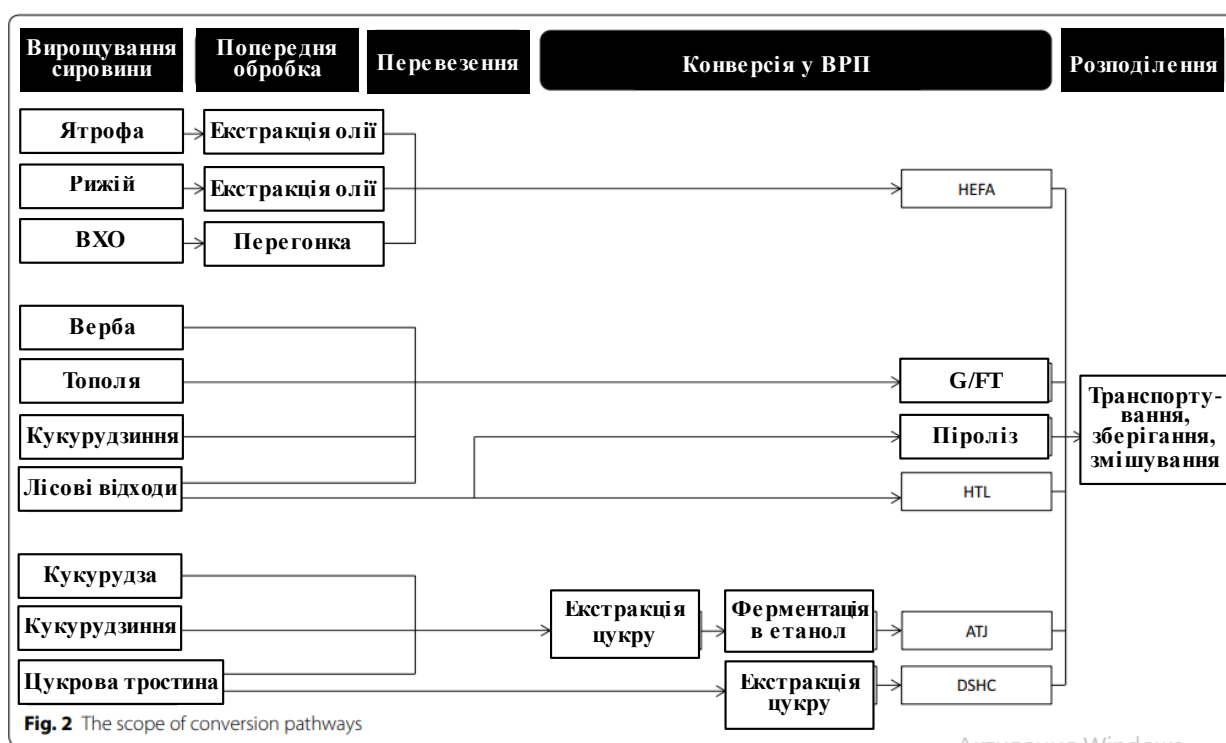


Рис. 1.11. Технології та сировина для отримання ВРП, розглянуті для порівняння скорочення викидів ПГ протягом життєвого циклу [23].

Скорочення емісії ПГ визначалося порівняно з традиційним РП із середнім рівнем викидів ПГ протягом життєвого циклу – $87,5 \text{ г CO}_{2\text{екв}}/\text{МДж}$. При подібних оцінках, значний вплив на результати оцінки має спосіб розподілення емісії ПГ між основним та супутніми продуктами, особливо коли обсяг СП більше, ніж основного. Частина емісії ПГ може бути віднесена на супутні продукти, залежно від їх маси, енерговмісту та економічної цінності. Типовим прикладом СП є відновлюваний дизель для технології HEFA. Альтернативний метод – виділення частини емісії ПГ на супутні продукти, беручи до уваги їх вихід в технологічному процесі і рівень викидів ПГ, пов'язаний з отриманням заміщених ними аналогічних продуктів, наприклад, викопного походження (метод заміщення, або розширення системи).

Результати оцінки показують, що використання *лігноцелюлозної сировини* для виробництва ВРП дає найкращі результати по скороченню викидів ПГ, незалежно від застосованої технології конверсії та метода розподілення емісії між продуктами. Рівень викидів ПГ при використанні різних технологій, серед іншого, залежить від ефективності процесу конверсії, а також потреби технології у водні та способі його отримання (традиційний або «зелений» водень). Із розглянутих технологій, водень не потрібний тільки для синтезу Фішера-Тропша, а для технологій, що ґрунтуються на піролізі та гідротермічному зрідженні «зелений» водень можна отримувати з газів, що утворюються в самому процесі конверсії. В усіх інших технологіях застосовується традиційний водень.

Кращі результати щодо скорочення викидів ПГ порівняно із застосуванням традиційних реактивних палив отримано для газифікації із синтезом Фішера-Тропша (86...104%), гідротермічного зрідження (77...80%) і конверсії спиртів (60...75%) (табл. 1.5). Зазначені скорочення викидів відповідають вимогам Директиви ЄС RED II [3] – не менше 50%, 60% та 65% для установок з виробництва транспортних біопалив, що почали роботу, відповідно, до 05.10.2015 включно, у період з 06.10.2015 по 31.12.2020 та з 01.01.2021.

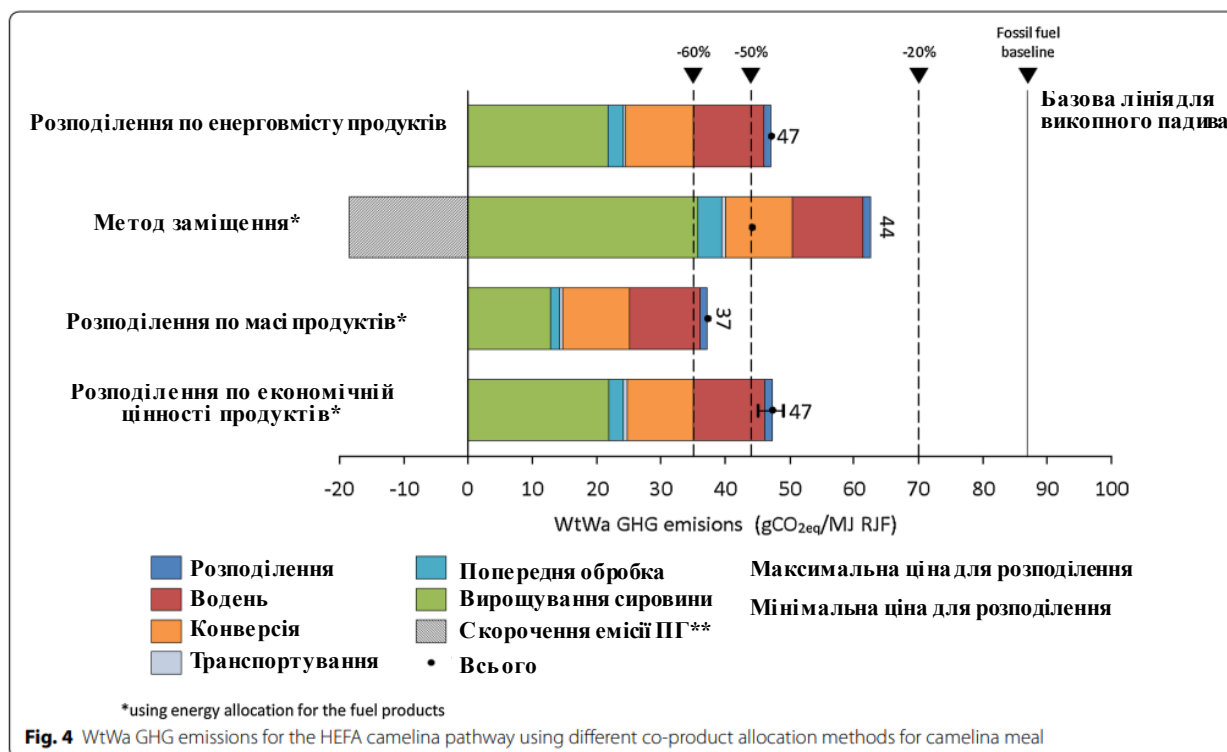
Таблиця 1.5. Скорочення викидів ПГ протягом життєвого циклу ВРП, отриманих за різними технологіями [11, 23, 24].

Технологія	Скорочення викидів ПГ порівняно з традиційним РП	
	Sierk de Jong et al. (2017) [23]	Doliente S.S. et al. (2020) [11]
Газифікація із синтезом Фішера-Тропша	86...104% Найбільші значення: лісові залишки Найменші значення: кукурудзиння	92...95% Найбільші значення: лісові залишки Найменші значення: деревні/трав'яні енергорослини
Гідротермічне зрідження (HTL)	77...80% (лісові залишки) Найбільші значення: <i>in situ</i> * Найменші значення: <i>ex situ</i> **	--- (інші автори [24]: 69%, <i>in situ</i> *)
Конверсія спиртів (ATJ)	71...75% (цукрова тростина) 60...75% (кукурудзиння)	75% (стебла кукурудзи)
HEFA	~50...60% (рижій) ~70% (використана харчова олія)	~37...98% Найбільші значення: водорості з відкритого ставка (98%) і топлений тваринний жир (89%) Найменші значення: традиційні олійні культури
Піроліз	~50...75% (лісові залишки) Найбільші значення: <i>in situ</i> * Найменші значення: <i>ex situ</i> **	--- (інші автори [24]: 61%, <i>in situ</i> *)
Пряма конверсія цукрів у вуглеводні (DSHC)	~50% (цукрова тростина, 10% ВРП у суміші)	---

* *In situ* – виробництво необхідного водню «на місці» шляхом парового метанового реформінгу (ПМР) газів, що утворюються в процесі конверсії. Для технології HTL водень додатково може отримуватися шляхом ПМР біогазу, виробленого з технологічних стічних вод.

** *Ex situ* – виробництво необхідного водню шляхом ПМР природного газу (для порівняння).

На **рис. 1.12** представлено оцінене скорочення викидів ПГ при виробництві біопалива за технологією HEFA з рижію за різними методиками розподілення емісії ПГ між основним продуктом (олія рижію) і супутнім *неенергетичним* продуктом (корм для тварин з високим вмістом протеїну). Найкращий результат – скорочення емісії ПГ майже на 60% при використанні «зеленого» водню – відповідає варіанту розподілення емісії по масі продуктів, що пояснюється високим виходом супутнього продукту. Всі інші методи розподілення дають приблизно однакові гірші результати – зменшення емісії ПГ на 50% і менше.



* застосовується розподілення по енерговмісту паливних продуктів

** скорочення викидів ПГ порівняно з отриманням заміщеного аналогічного супутнього продукту

Рис. 1.12. Скорочення викидів ПГ (г CO_{2екв}/МДж ВРП) при виробництві біопалива за технологією HEFA з рижію за різними методиками розподілення емісії між основним і супутнім продуктами [23].

Ці результати задовольняють критеріям сталості по скороченню викидів ПГ методології CORSIA для САП (не менше 10% протягом життєвого циклу), але не задовольняють вимогам Директиви ЄС RED II. Треба зазначити, що існують ефективні шляхи подальшого скорочення емісії ПГ при виробництві біопалив за технологією HEFA. Серед іншого, вони включають використання високоврожайної сировини з невеликим обсягом внесених добрив, застосування відходів та залишків в якості сировини, підвищення ефективності технології конверсії, впровадження технологій уловлювання і зберігання вуглецю.

Вибір сировини для отримання палива HEFA-SPK суттєво впливає на результат оцінки скорочення викидів ПГ. Питомі викиди ПГ протягом життєвого циклу

виробництва ВРП за технологією HEFA, прийняті по замовчуванню в методології CORSIA, мають широкий діапазон (г $\text{CO}_{2\text{екв}}$ /МДж) – від 13,9 для використаної харчової олії і 22,5 для топленого тваринного жиру до 60 для пальмової олії при обробці виробничих стічних вод у відкритому ставку (табл. Д1 Додатку 1).

Велике значення виду сировини для САП HEFA-SPK підтверджено також результатами оцінки життєвого циклу кількох САП, проведеної в роботі [60]. Розглянуто палива ATJ-SPK з ізобутанолу, отриманого ферментацією кукурудзи, HEFA-SPK з топленого тваринного жиру та SIP-SPK з цукрової тростини. Оскільки сировиною для HEFA-SPK є побічний продукт⁵ м'ясної промисловості, результати ОЖЦ для нього є кращими порівняно з іншими САП по всім екологічним показникам (емісія ПГ, використання сільськогосподарських земель, споживання викопних палив і води, забруднення водою водоростями – евтрофікація, підкислення води та ґрунту).

Зокрема, оцінені викиди ПГ протягом життєвого циклу складають близько 3,2 г $\text{CO}_{2\text{екв}}$ /МДж для синтетичного керосину HEFA-SPK, 30 г $\text{CO}_{2\text{екв}}$ /МДж – для SIP-SPK та 35,8 г $\text{CO}_{2\text{екв}}$ /МДж – для ATJ-SPK (рис. 1.13). При референтному значенні 90 г $\text{CO}_{2\text{екв}}$ /МДж для традиційного РП Jet A-1, досягнуте скорочення становить 96% для САП HEFA-SPK, 67% – для SIP-SPK, 60% – для ATJ-SPK. Для покращення результатів оцінки для палива ATJ-SPK, що є найгіршими, існують такі варіанти (рис. 1.14): використання відновлюваної теплової енергії при реалізації технології ATJ (викиди ПГ протягом життєвого циклу скорочуються до 29 г $\text{CO}_{2\text{екв}}$ /МДж), використання «зеленого» тепла + 50% «зеленої» електроенергії (25 г $\text{CO}_{2\text{екв}}$ /МДж), застосування тільки відновлюваного тепла та електроенергії в процесі конверсії (22 г $\text{CO}_{2\text{екв}}$ /МДж). Аналогічно, споживання тільки ВДЕ може при необхідності покращити показники двох інших технологій – HEFA та SIP.

В іншому дослідженні [11] також виконане порівняння скорочення викидів ПГ протягом життєвого циклу для ВРП, отриманих за технологією гідроочищення естерів та жирних кислот (HEFA, 4 види сировини), шляхом газифікації з синтезом Фішера-Тропша (FT-jet, 2 види сировини) і за технологією конверсії спиртів (ATJ, один вид сировини). Найкращі результати – зменшення викидів ПГ у порівнянні з традиційним авіапаливом на **> 90%** – отримані для біопалива, виробленого з водоростей (відкритий ставок) за технологією HEFA та біопалива, виробленого шляхом газифікації лісових відходів і деревних/трав'яних енергорослин із синтезом Фішера-Тропша (рис. 1.15). Отримані дані не протирічають результатам робіт, представленим вище.

⁵ Згідно методології CORSIA, топлений тваринний жир є побічним продуктом. Автори роботи [60] розглядали його як відхід.

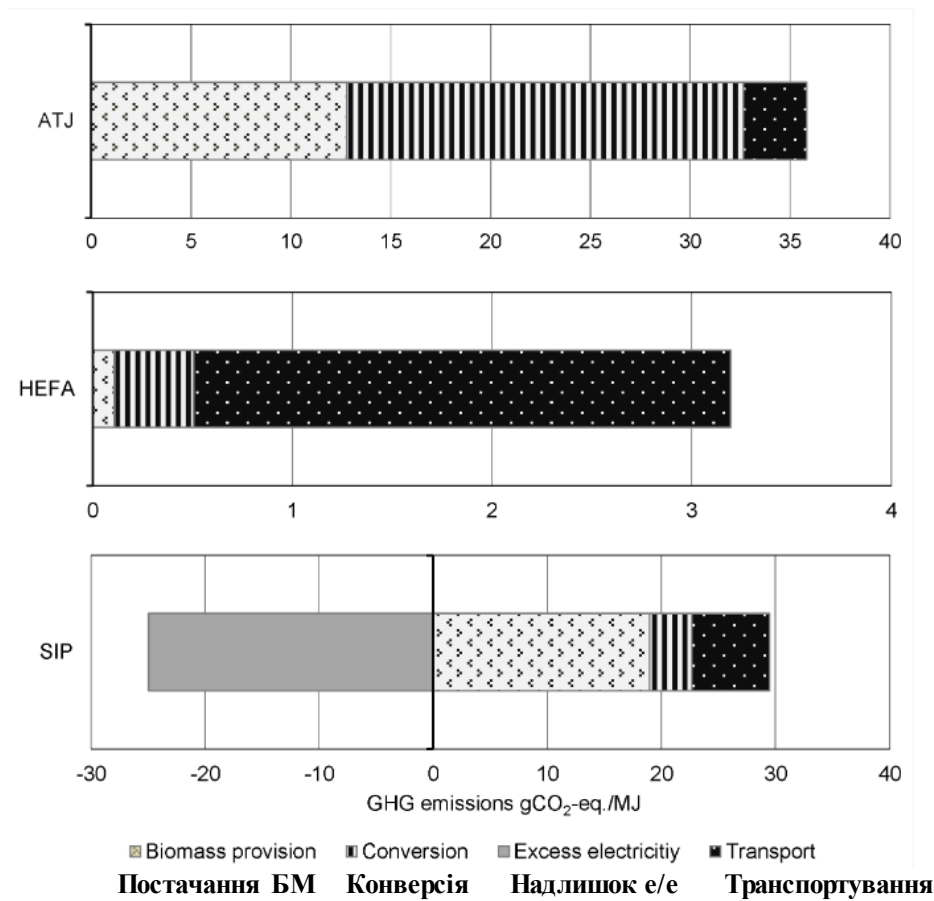


Рис. 1.13. Викиди ПГ протягом різних етапів життєвого циклу САП, отриманих за різними технологіями, г CO₂екв./МДж [60].

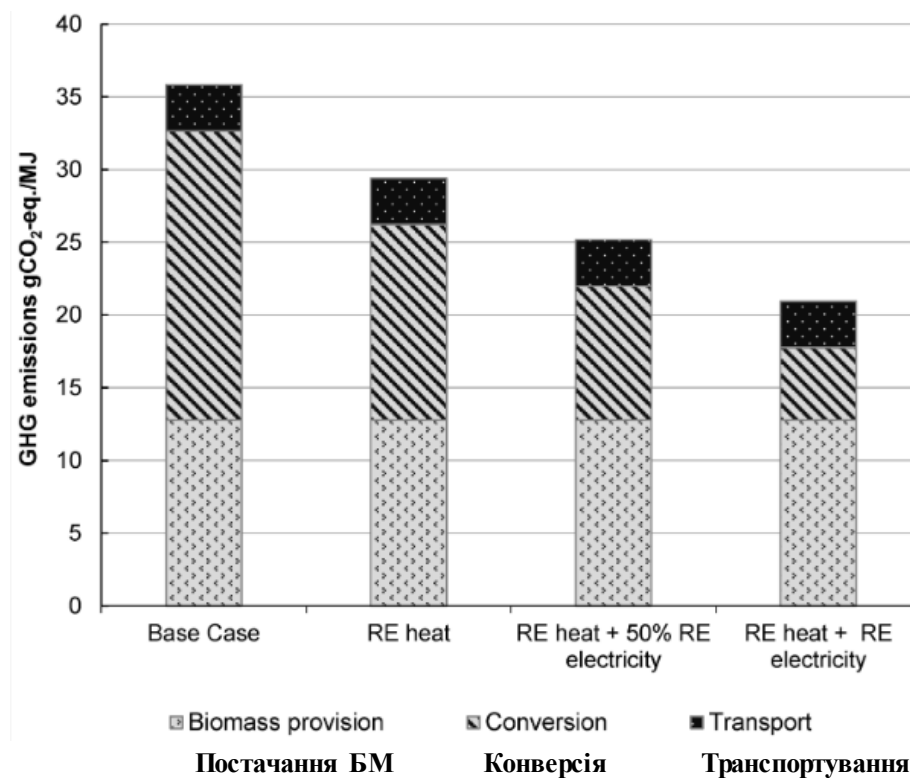


Рис. 1.14. Аналіз чутливості щодо викидів ПГ протягом різних етапів життєвого циклу САП ATJ-SPK, г CO₂екв./МДж [60].

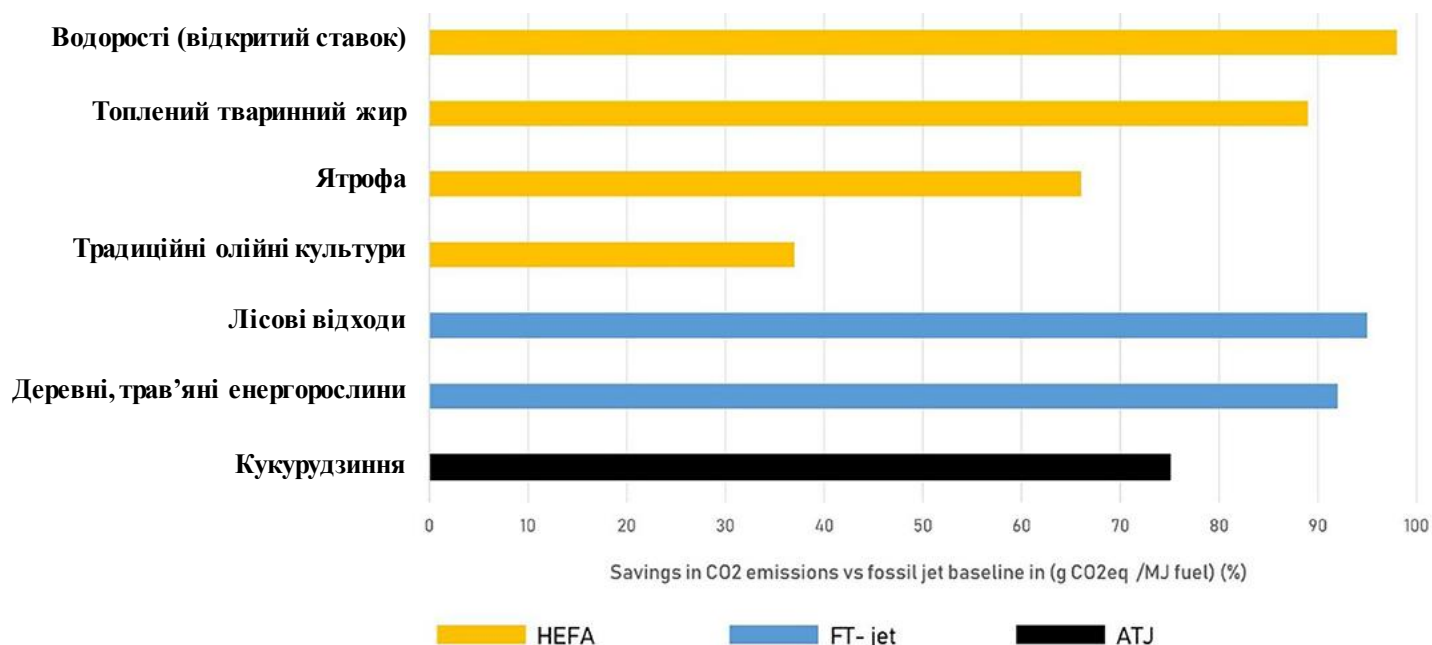


Рис. 1.15. Скорочення викидів ПГ (г CO₂екв./МДж палива) протягом життєвого циклу ВРП, отриманих за різними технологіями, порівняно з традиційним РП, % [11].

1.2.5. Логістика постачання САП з біомаси

Вироблене біореактивне паливо має бути змішано з традиційним РП і доставлено до аеропорту. Існують спеціальні процедури підтвердження того, що змішане РП на різних етапах постачання відповідає стандартам ASTM. Більшість європейських аеропортів працюють відповідно до стандартів міжнародної організації JIG (Joint Inspection Group – Спільна група інспектування). Основні етапи і варіанти постачання/сертифікації палива наступні [9]:

1) Кожна партія чистого біореактивного палива має бути сертифікована на місці виробництва на відповідність вимогам стандарту ASTM D7566 для РП, що містить синтезовані вуглеводні.

2) Якщо змішування зі звичайним реактивним паливом відбувається на місці виробництва біопалива, суміш має бути сертифікована на відповідність стандартам, зазначеним у таблиці 1 стандарту ASTM D7566.

3) Після того, як суміш була сертифікована за ASTM D7566, вважається, що вона відповідає всім специфікаціям стандарту ASTM D1655 для реактивного палива. Суміш вважається функціонально еквівалентною звичайному реактивному паливу.

4) Після цього змішане паливо можна доставляти в аеропорт і подавати в систему паливних гідрантів (при наявності системи ЦЗЛ) або у паливозаправники для подальшої заправки літаків. **Зміни в інфраструктурі аеропорту не потрібні.**

5) Якщо в аеропорт транспортується чисте біореактивне паливо, його необхідно змішати зі звичайним реактивним паливом у спеціально відведеному місці до попадання на територію аеропорту; змішування не може виконуватися в резервуарному парку самого аеропорту.

6) Змішане паливо сертифікується відповідно до таблиці 1 стандарту ASTM D7566.

7) Такий же як п. 4).

1.2.6. САП з біомаси в розрізі чинного законодавства України

У чинному законодавстві України не вживається термін «стале авіаційне паливо». Визначення терміну «авіаційне паливо» передбачено лише Технічним регламентом щодо вимог до авіаційного бензину та палив для реактивних двигунів [94], який передбачає, що авіаційне паливо – паливо для авіаційних двигунів з нафтової або *іншої сировини* – авіаційний бензин та паливо для реактивних двигунів. Таким чином, авіаційне паливо з іншої сировини (зокрема, біомаси) зможе використовуватися в Україні, якщо авіаційне паливо з біомаси відповідатиме вимогам Технічного регламенту (після набрання ним чинності). При цьому, кожна партія авіаційного палива повинна супроводжуватися копією декларації про відповідність авіаційного палива вимогам Технічного регламенту та документом про якість (паспортом якості).

Спеціальним законом, що регулює відносини щодо використання біопалива, є Закон України «Про альтернативні види палива» [95], однак у ньому не вживається терміну «авіаційне паливо». Питання щодо поширення його дії на авіаційні палива буде досліджено у Звіті 3.

Питання сталості біопалива в законодавстві України не відображені належним чином. Зокрема, зареєстровано законопроект №7233 від 30.03.2022 «Про внесення змін до Податкового кодексу України та інших законодавчих актів України щодо справляння єдиного внеску та обліку спирту етилового денатурованого та продукції хімічного і технічного призначення» [96], в якому пропонується запровадити критерії сталості для рідкого біопалива (біокомпонентів) та біогазу, що призначені для використання в галузі транспорту. Згідно зазначеного законопроекту, *критерії сталості* – вимоги, яким відповідають рідкі біопалива (біокомпоненти) та біогаз, призначені для використання в галузі транспорту, зокрема, показникам скорочення обсягів викидів парникових газів від використання зазначених видів біопалива та заборони використання окремих земельних ділянок для отримання сировини, необхідної для виробництва таких видів біопалива. У разі прийняття вказаного законопроекту, критерії сталості поширять свою дію також і на авіаційні та суднові біопалива.

Крім того, Наказом Державної авіаційної служби України 02 серпня 2019 року № 1001 затверджено Авіаційні правила України «Технічні вимоги та адміністративні процедури щодо моніторингу викидів (емісії) експлуатантами цивільних повітряних суден» [97]. Зазначені Авіаційні правила встановлюють вимоги до експлуатантів повітряних суден цивільної авіації та уповноваженого органу з питань цивільної авіації щодо планування, моніторингу та звітності щорічної емісії діоксиду вуглецю (CO₂) повітряних суден під час виконання польотів.

Вказані Авіаційні правила поширюються на всіх фізичних і юридичних осіб незалежно від форми власності, що здійснюють експлуатацію цивільних повітряних суден із максимальною сертифікованою злітною масою понад 5700 кг. Авіаційні правила застосовуються до експлуатації повітряних суден цивільної авіації, що виконують міжнародні польоти, за винятком польотів з гуманітарною, медичною чи протипожежною метою.

Зазначені Авіаційні правила містять визначення терміну «паливо, що відповідає умовам CORSIA» (CORSIA Eligible Fuel – CEF) – це авіаційне паливо сталого виробництва

або низьковуглецеве авіаційне паливо, що відповідає умовам CORSIA, яке експлуатант повітряного судна може використовувати для скорочення викидів (емісії).

Розрахунок емісії CO₂ здійснюється на основі споживання палива повітряним судном (ПС). Експлуатант ПС здійснює моніторинг викидів (емісії) та документально оформлює споживання палива під час міжнародних польотів відповідно до застосованого методу моніторингу, який погоджує уповноважений орган з питань цивільної авіації шляхом схвалення Плану моніторингу викидів (емісії) за формою, наведеною у додатку 1 до зазначених Авіаційних правил. Для визначення прийнятного методу моніторингу споживання палива експлуатант ПС обраховує обсяг викидів (емісії) від виконання міжнародних польотів за попередній рік.

Звіт щодо обсягів викидів (емісії) – це документ, що демонструє обсяги емісії CO₂ експлуатанта ПС за звітний період, що розраховувались відповідно до схваленого Плану. Якщо експлуатант використовує палива CEF, його обсяг відображається у звіті. Зокрема, з 01 січня 2021 року відображається інформація про подання заяви про скорочення емісії за рахунок використання видів палива, що відповідають умовам CORSIA. В такому випадку до звіту подається додаткова інформація про скорочення емісії за рахунок використання кожного виду палива, що відповідає умовам CORSIA (Додаток 2 до авіаційних Правил).

Щодо логістики постачання САП з біомаси, на нашу думку, чинна Інструкція із забезпечення заправлення повітряних суден паливно-мастильними матеріалами і технічними рідинами в підприємствах цивільного авіаційного транспорту України, затверджена Наказом Державіаслужби від 14.06.2006 р. №416 [98], не враховує можливості змішування біореактивного палива з традиційним РП, та є застарілою. У разі прийняття заходів стимулювання використання САП з біомаси в Україні, вважаємо за необхідне переглянути зазначену Інструкцію.

1.3. Інші альтернативні авіаційні палива

1.3.1. Синтетичне САП (PtL)

Синтетичне паливо для потреб авіації (різновид САП) може бути отримано шляхом електролізу води з використанням електроенергії, зокрема, «зеленої» – технологія PtL (Power-to-Liquid) – перетворення електроенергії у рідину (Рис. 1.16). Джерелом відновлюваної електроенергії можуть бути, наприклад, *сонячні або вітрові електростанції*. Доступ до необхідної кількості «зеленої» електрики вважається одним з ключових питань сталості технології PtL, оскільки відновлювана електроенергія вже має багато альтернативних напрямків застосування.

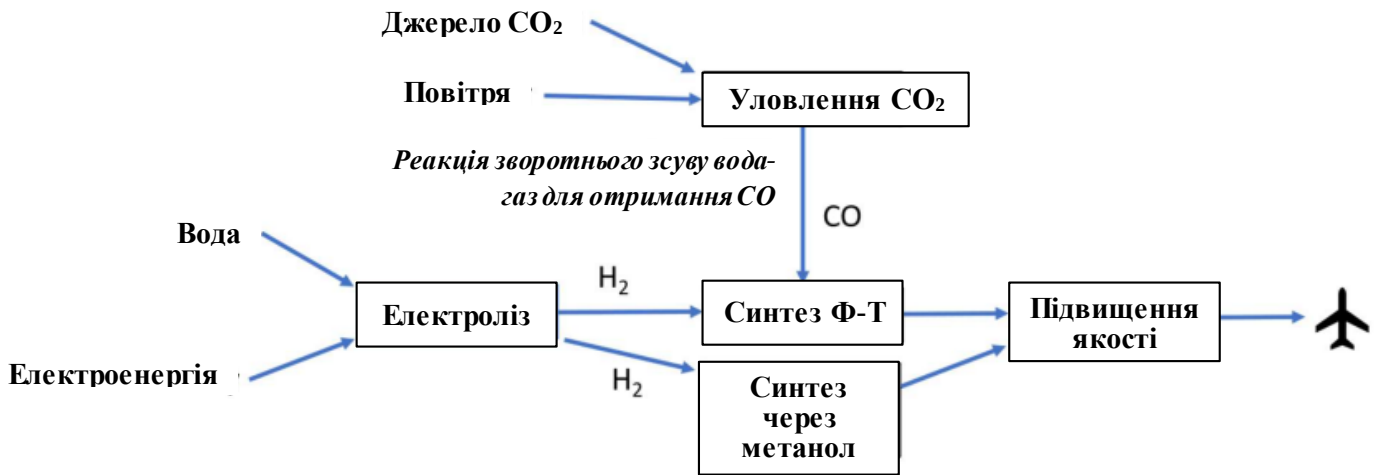


Рис. 1.16. Спрощена схема отримання авіаційного палива за технологією перетворення електроенергії у рідину (PtL) [9].

Для синтезу вуглеводнів окрім водню, утвореного в процесі електролізу води, необхідний також оксид вуглецю CO. Він отримується з діоксиду вуглецю CO₂ через реакцію зворотного зсуву вода-газ. Синтез вуглеводнів відбувається шляхом застосування синтезу Фішера-Тропша або синтезу з проміжним продуктом – метанолом. При цьому треба зазначити, що технологія виробництва реактивного палива шляхом електролізу води із наступним застосуванням синтезу Фішера-Тропша (PtL FT) є сертифікованою стандартом ASTM D7566, Додаток 1 (якщо в процесі синтезу ФТ застосовується залізний або кобальтовий каталізатор), а із використанням синтезу з проміжним продуктом метанолом – ще ні.

Існують різні варіанти отримання CO₂ та різні технології електролізу для виробництва водню (лужний електроліз, електроліз на протонообмінній мембрані та у твердооксидному електролізері), що відрізняються між собою вартістю, ефективністю і гнучкістю. Джерело CO₂ є важливим аспектом для технології PtL, що впливає на рівень її «вуглецевості» і на вартість. Концентрованими джерелами CO₂ можуть бути відпрацьовані гази виробничих процесів (випусного походження), геотермальні ресурси, *біогаз*, а також діоксид вуглецю як побічний продукт виробництва етанолу. При цьому використання CO₂ випусного походження не завжди вважається сталим підходом, бо це є, скоріше, просто рециркуляцією вуглецю, ніж складовою циркулярної економіки. Альтернативно, CO₂ може бути уловлений безпосередньо з повітря, що наразі є дорожчою опцією через високі витрати енергії для обробки великих обсягів повітря.

Всі складові технології PtL, окрім реакції зворотного зсуву вода-газ, індивідуально є добре розвиненими процесами, що вже застосовуються у промислових масштабах. В цілому, технологія PtL ще не повністю досягла комерційного рівня, але активно розвивається в Ісландії, Фінляндії, Німеччині і Норвегії. Наразі у світі налічується більше 50 демонстраційних та пілотних установок, які діють або знаходяться в стадії будівництва.

Основні складові загального ланцюжка виробництва та постачання синтетичного палива (PtL) у порівнянні з рідким воднем (LH₂) показано на **рис. 1.17**. Якщо синтетичне паливо виробляється біля джерела CO₂, то ланцюжок включає саме виробництво, перевезення і доставку до аеропорту, зберігання в аеропорті, заправлення ПС. Якщо паливо виробляється на місці, тобто в аеропорті, то з ланцюжка випадають етапи перевезення і доставки. Але такий варіант виробництва з уловлюванням CO₂ з повітря є дорожчим, оскільки потребує у 3 рази більше енергії і у 1,5 рази більше водню для виробництва такої ж кількості палива, ніж опція використання CO₂ з концентрованого джерела.

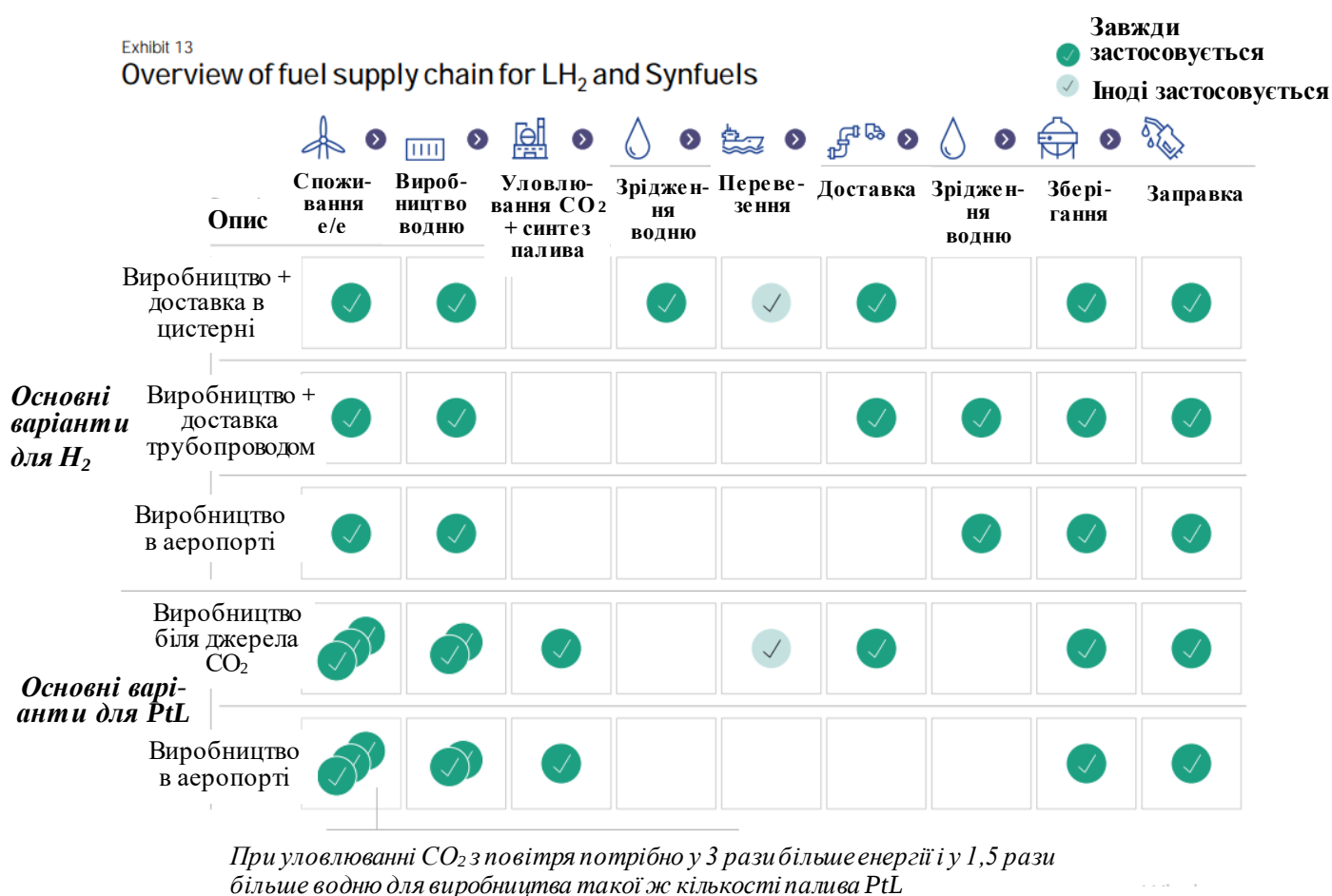


Рис. 1.17. Загальний ланцюжок виробництва та постачання синтетичного палива (PtL) і рідкого водню (LH₂) для потреб авіації [31].

Аналіз **життєвого циклу** синтетичного палива, отриманого за технологією PtL, показує, що таке паливо має екологічні переваги (скорочення викидів ПГ, пом'якшення ефекту підкислення атмосфери) над традиційним паливом тільки при застосуванні **відновлюваної електроенергії** на всіх етапах реалізації цієї технології [56]. Найбільше споживання електроенергії припадає на етап електролізу води – якщо прийняти його за 100%, то етап забезпечення технології діоксидом вуглецю потребує всього 5%, а синтез

Фішера-Тропша – 7%. Розглянуто 4 варіанти джерела електроенергії: 1 – електромережа Німеччини, 2 – електромережа Саудівської Аравії, 3 – ВЕС, 4 – сонячна ФЕС. Джерело CO₂ – димові гази електростанції на біомасі.

Найкращий результат із скорочення викидів ПГ (~90%) отримано для варіанту застосування *електроенергії від ВЕС* – емісія ПГ протягом життєвого циклу PtL складає **8,6 г CO_{2екв}/МДж** (дизеля) при референтному значенні для РП **87,5 г CO_{2екв}/МДж**. При використанні електроенергії від ФЕС емісія ПГ протягом життєвого циклу PtL складає 46 г CO_{2екв}/МДж (дизеля). В дослідженні [56] всі результати перераховано на дизель – один з кінцевих продуктів технології наряду з керосином та важким бензином. Вихід керосину в даному випадку у 6 разів вище виходу дизелю, отже враховуючи їх близьку теплоту згорання, можна зробити висновок, що результати у перерахунку на керосин є ще кращими.

Аналогічний результат отримано в роботі [57] при розгляді різних варіантів реалізації технології PtL з синтезом Фішера-Тропша. Найбільше скорочення викидів ПГ протягом життєвого циклу синтетичного палива порівняно з традиційним РП – до **87%** – досягається при споживанні відновлюваної *електроенергії від ВЕС* або сонячної ФЕС (варіант ВЕС трохи кращий) і уловлюванні CO₂ з повітря. За тих же умов, але використанні цементного заводу як джерела CO₂, зменшення емісії ПГ становить до **75%**.

За оцінками дослідження [58], скорочення потенціалу глобального потепління, перераховане на пасажир*км для літаків з кількістю місць порядку 150, складає 42% при використанні в технології PtL електроенергії від ВЕС (для умов Об'єднаного Королівства) і 32% при електроенергії від сонячної ФЕС (для умов Іспанії) (**рис. 1.18**).

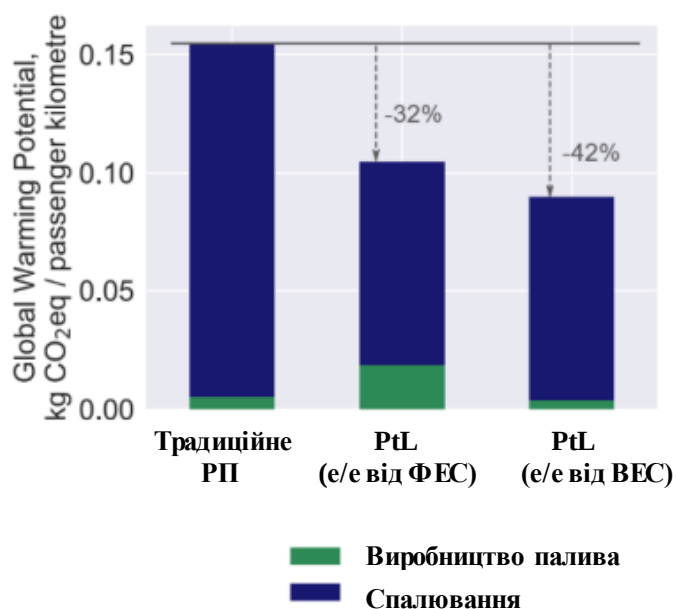


Рис. 1.18. Оцінка потенціалу глобального потепління⁶ для традиційного РП та синтетичного САП PtL, кг CO_{2екв}/пасажир*км [58].

⁶ Потенціал глобального потепління (GWP 100) описує потенціал зміни глобальної температури через викиди парникових газів. Для GWP зазвичай розглядається період у 100 років.
<https://www.epa.gov/ghgemissions/understanding-global-warming-potentials>

1.3.2. Електроенергія

Процес електрифікації авіаційного сектору знаходиться наразі на початковій стадії розвитку та демонстрації. На вересень 2021 р. у світі налічувалося близько 230 відповідних проєктів, з яких тільки 30 – комерційного рівня. Розробляються конструкції повністю електрифікованих і гібридних літаків; вже є приклади невеликих електрифікованих літаків, сертифікованих для польотів; виконуються тестові польоти на літаках з модифікованими електродвигунами. Початок широкомасштабного комерційного застосування електрифікованих повітряних суден прогнозується експертами не раніше середини 21 століття. При цьому комерційні польоти невеликих електролітаків на приміських та регіональних рейсах можуть розпочатися вже з 2025-2030 рр. (рис. 1.19).

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Приміські рейси: 9-19 місць; < 60 хв. < 1% загальних викидів CO ₂ в авіації	SAF	Electric or Hydrogen fuel cell and/or SAF	Electric or Hydrogen fuel cell and/or SAF	Electric or Hydrogen fuel cell and/or SAF	Electric or Hydrogen fuel cell and/or SAF	Electric or Hydrogen fuel cell and/or SAF	Electric or Hydrogen fuel cell and/or SAF
Регіональні рейси: 50-100 місць 30-90 хвилин ~ 3% викидів CO ₂	SAF	SAF	Electric or Hydrogen fuel cell and/or SAF	Electric or Hydrogen fuel cell and/or SAF	Electric or Hydrogen fuel cell and/or SAF	Electric or Hydrogen fuel cell and/or SAF	Electric or Hydrogen fuel cell and/or SAF
Короткі відстані: 100-150 місць 45-120 хвилин ~ 24% викидів CO ₂	SAF	SAF	SAF	SAF potentially some Hydrogen	Hydrogen and/or SAF	Hydrogen and/or SAF	Hydrogen and/or SAF
Середні відстані: 100-250 місць 60-150 хвилин ~ 43% викидів CO ₂	SAF	SAF	SAF	SAF	SAF potentially some Hydrogen	SAF potentially some Hydrogen	SAF potentially some Hydrogen
Великі відстані: 250+ місць 150+ хвилин ~ 30% викидів CO ₂	SAF	SAF	SAF	SAF	SAF	SAF	SAF

SAF – сталі авіаційні палива (CAП); SAF, potentially some Hydrogen – CAП, потенційно трохи водню; Hydrogen and/or SAF – водень та/або CAП; Electric or Hydrogen fuel cell and/or SAF – електроенергія та/або водневі паливні елементи

Рис. 1.19. Прогноз використання CAП, електроенергії та водню в комерційній авіації на рейсах різної відстані [28].

Зростаючу зацікавленість у розвитку електрифікації авіації проявляють виробники ПС, електрообладнання і акумуляторних батарей. Основними рушійними силами цього процесу вважаються наступні [26]:

- Значне скорочення емісії парникових газів.
- Прогнозоване зменшення експлуатаційних витрат, витрат на технічне обслуговування літаків, а також на навчання пілотів.

- Розвиток ринку регіональних рейсів (до 500 км), збільшення використання регіональних аеропортів із переважним застосуванням гібридних («турбоелектричних») літаків (електромотор + ДВЗ). Оцінюється, що близько 10 тис. 9-місних літаків може в перспективі бути замінено електро- та гібридними літаками, які будуть на 20-40% ефективнішими, ніж ПС з поршневими двигунами і ГТД.

- Більш економічна «зелена» альтернатива для регіональних поїздок порівняно з використанням наземного транспорту.

- Значне зменшення рівня шуму.

Акумулятори (батареї), необхідні для роботи електромоторів, можуть заряджатися від сонячних фотоелектричних елементів, водневих паливних елементів або традиційних бензинових/дизельних генераторів.

Прототипом гібридного ПС є літак Electric EEL компанії Ampaire (США), який обладнаний електродвигуном 160 кВт та поршневим двигуном 300 к.с. Electric EEL перероблений з літака Cessna 337 (6 пасажирських місць), який мав два поршневих двигуна. Гібридний літак виконав перший 20-хвилинний демонстраційний політ у 2020 р. на Гаваях, а пізніше – серію тестових польотів у 2021 р. в Шотландії [32, 33].

Прототипом повністю електрифікованого ПС є літак Alice компанії Eviation (США). Наземні випробовування літака були завершені у травні 2022 р, перші тестові польоти очікуються влітку 2022 р. [34].

Виконано порівняння вартості необхідного обсягу палива/електроенергії та кількості питомих викидів CO₂ для невеликого літака Pilatus PC-12 на рідкому паливі та електrolітака Alice (Eviation) на прикладі кількох рейсів з міжнародного аеропорту Денвера (Колорадо, США) [26]. Pilatus PC-12 (6-9 пасажирів) наразі виконує такі рейси. Електrolітак Alice (9 пасажирів) з літій-іонним акумулятором ємністю 820 кВт*год і трьома електромоторами потенційно може замінити Pilatus PC-12 на даних рейсах.

Отримані результати показують, що заміна звичайного літака на електrolітак на рейсах тривалістю 65-80 хвилин може суттєво зменшити витрати на паливо (приблизно з 400 до 50 дол. США за рейс) і значно зменшити емісію CO₂ – скорочення до **95%** при використанні **«зеленої» електроенергії (табл. 1.6)**.

Щоб впровадити повністю електрифіковані літаки, аеропорти повинні враховувати час перебування, доступний для підзарядки літака, а також можливість збігів, коли необхідна одночасна підзарядка кількох ПС. Останнє, ймовірно, може виникнути в аеропортах з великим трафіком (аеропортах-хабах).

У випадку чотирьох досліджених аеропортів США, літаки мають близько 20-30 хвилин для потенційної заправки. Для забезпечення підзарядки електrolітака в межах цього періоду часу йому знадобиться зарядна станція, здатна забезпечувати середню потужність близько 1 МВт, що перевищує поточні можливості ринку. Сучасні технології для легких автомобілів пропонують швидку зарядку з номінальною потужністю до 250–350 кВт і вартістю понад 100 тис. дол. США за зарядний пристрій [29]. Кожен із польотів у дослідженні [26] споживає 300–500 кВт*год, і літак потрібно буде повністю зарядити менш ніж за 30 хвилин, щоб відповідати існуючим розкладам рейсів. Щоб повністю зарядити літак Eviation Alice з акумулятором ємністю 820 кВт*год протягом 30 хвилин, ймовірно, знадобиться зарядна станція номінальною потужністю 2 МВт або навіть більше.

Таблиця 1.6. Порівняння показників літака на рідкому паливі та електролітака [26].

Пункт призначення ¹⁾ / Денна кількість польотів	Відстань (миль ²⁾) / тривалість польоту (хвилини)	Літак на рідкому паливі			Електролітак			
		Споживання палива, галони ³⁾	Вартість палива, USD ⁴⁾	Викиди CO ₂ , кг/PAX ⁵⁾	Споживання е/е (орієнтовно), кВт*год	Вартість е/е, USD ⁶⁾	Викиди CO ₂ , кг/PAX	е/е від вироблена з вугілля
ALS / 4	179 / 80	88	440	36	334	43	34	2
CEZ / 3	277 / 80	88	440	56	516	66	53	3
MCK / 2	217 / 65	72	358	44	404	52	41	2
CDR / 2	222 / 70	77	385	44	414	53	42	2

1) ALS – регіональний аеропорт Долина Сан-Луїс (San Luis Valley), CEZ – муніципальний аеропорт Кортес (Cortez), MCK – регіональний аеропорт Мак Кук Бен Нельсон (McCook Ben Nelson), CDR – муніципальний аеропорт Шадрон (Chadron). 2) 1 миля = 1,61 км. 3) 1 галон = 3,785 л. 4) Прийнято 5 USD/галон. 5) PAX – кількість пасажирів в літаку, прийнято 8 чоловік. 6) Відповідно комерційній ціні електроенергії в аеропорту Кортес (Колорадо), що відповідає консервативній оцінці. При застосуванні ціни електроенергії для промисловості можна отримати зменшення вартості на 50%.

Таким чином, комерційне впровадження електролітаків потребує подальших досліджень та розвитку технологій в напрямку розробки акумуляторів для рейсів на великі відстані, створення більш потужних зарядних пристроїв та відповідної зарядної інфраструктури. Існуючі сьогодні електричні акумулятори мають низку гравіметричну енергетичну щільність (0,2-0,5 кВт*год/кг) та обмежений життєвий цикл. Це обмежує їх використання як єдиного джерела енергії в літаку лише короткими рейсами – приміськими та регіональними [31].

Аеропорти світу тільки починають зараз електрифікувати свої наземні транспортні засоби. Майбутня інтеграція електролітаків в роботу аеропортів потребуватиме значних зусиль і коштів (рис. 1.20), хоча потенційні вигоди і переваги від цього також будуть доволі великими.



Рис. 1.20. Інтегрована схема енергопотреб аеропорту з електролітаками [26].

Робота [68] присвячена аналізу літаків з електроприводом, включаючи оцінку викидів парникових газів за методикою **оцінки життєвого циклу (LCA)**. Автори зазначають, що тема електричних літальних апаратів є дуже актуальною, але доступна лише обмежена кількість даних з операцій у реальному часі. Стаття зосереджена на повністю електричних літаках авіації загального призначення з одним гвинтом. Щоб зберегти порівнянність, автори розглядають модернізовані літаки, де класичний ДВЗ замінено електричним двигуном з акумуляторами.

Для змістовного порівняння вуглецевого палива та електроенергії необхідно виразити їхній енергетичний потенціал у порівнянному масштабі. Для порівняння невеликих поршневих літаків, порівнюється необхідна енергія, яка має передаватися валом від двигуна до гвинта. Припускається, що той самий модернізований літак в одному випадку працює з поршневим двигуном на паливі AVGAS, а в іншому є повністю електричним літальним апаратом з акумуляторною батареєю. Таким чином, всі змінні, що залежать від літака (співвідношення ширини крила, коефіцієнт підйомної сили літака, коефіцієнт лобового опору літака, ККД гвинта, діаметр гвинта тощо), рівні для обох випадків. Єдина різниця буде в масі літака через різну масу двигунів і, головним чином, через додаткову масу акумуляторів.

У випадку літака, обладнаного ДВЗ, розглядається поршневий двигун внутрішнього згоряння з іскровим запалюванням, що працює на паливі AVGAS 100LL, який використовується літаком з максимальною потужністю менше 350 кінських сил. LL означає низький вміст свинцю, також існує AVGAS 100 із приблизно на 60% більшим об'ємом свинцю. Надалі під AVGAS розуміється паливо AVGAS 100LL. Структура джерел виробництва електроенергії, яка була використана для приведення в дію електричного двигуна, наступна: частка атомної енергії в суміші – 30%, *відновлюваної енергії* – 42%, вугілля – 12%, газу 13% (відповідає структурі виробництва електроенергії в ЄС у першому кварталі 2020 року).

Результати аналізу наведено в **таблиці 1.7**, де вказано скільки грамів забруднюючих речовин утворюється на 1 кВт*год потужності на валу літака. Викиди парникових газів при використанні керасинового палива AVGAS 100 LL є вищими, ніж у випадку електричного двигуна на **68%** для CO₂ і на 43% для NO. Викиди метану є вищими при використанні електроенергії на 19%.

Таблиця 1.7. Порівняння викидів від використання літака з двигуном внутрішнього згорання та літака, що працює на електроенергії, **г/кВт*год** потужності на валу [68].

Речовини	AVGAS 100 LL	AVGAS 100 LL з ОЖЦ	Електричний	Електричний з ОЖЦ
CO ₂	600	1080	179	344
CH ₄ /CH	4,5	8,1	5,4	10
NO	1,5	2,7	0,8	1,536
SO			10	19
PM			1,25	2,4
Водяна пара	360	360		
CO	300	300		
Свинець	0,24	0,24		

Автори дослідження [68] зазначають, що для оцінки впливу на навколишнє середовище конкретної зміни авіаційного палива з AVGAS на повністю електричне не вистачає операційних даних. Також для оцінки життєвого циклу переходу на повністю електричний двигун необхідно знати викиди від виробництва електроенергії, які значною мірою залежать від структури виробництва енергії у певній країні. Наприклад, у Чеській Республіці, де енергоспоживання складається з 57% вугілля, 37% ядерної енергії та 6% відновлюваних джерел, викиди будуть становити 450 г CO₂ на 1 кВт*год потужності валу літака. Для такого сценарію різниця між викидами CO₂ AVGAS та електроенергією становить лише 25%. Зі збільшенням частки відновлюваних джерел у виробництві електроенергії різниця в викидах CO₂ збільшується. Це справедливо навіть для ситуації, коли викиди повністю електричних літаків, включаючи викиди LCA та AVGAS, не включають LCA через відсутність відповідних даних. Повністю електричний літак завжди має менші викиди вуглецю, але величина різниці залежить від місцевих умов.

Згідно з [69], у 2015 році було 103063 літаки загальної авіації, зареєстровані національними авіаційними органами ЄС. У тому ж році в Європі налічувалося близько 6500 літаків, які використовувалися для комерційної авіації. Кількість повітряних суден, що застосовуються для авіації загального призначення, перевищує кількість літаків комерційної авіації, щонайменше у співвідношенні один до десяти. Базуючись на річному виробництві Jet A-1, яке більш ніж у 100 разів перевищує виробництво AVGAS, ми можемо оцінити, що перехід на повністю електричну комерційну авіацію не зменшить викиди вуглецю від авіації більш ніж на кілька десятих відсотка. З іншого боку, викиди парникових газів від використання AVGAS становлять близько 1500000 тон CO₂ щорічно. Різниця більш очевидна для викидів, які спричиняють прямі проблеми зі здоров'ям. AVGAS є джерелом викидів CO, HC та свинцю. Ці гази мають переважно місцевий вплив. Вплив цих газів найбільш значний навколо аеродрому, через поєднання більшої інтенсивності руху на невеликій території та неідеального робочого стану двигунів.

Обґрунтовуючи необхідність виконання оцінки життєвого циклу потенційних акумуляторних систем для електричних літальних апаратів, автори [70] зазначають, що потенційні підходи до повної або принаймні часткової заміни реактивних двигунів, що працюють на викопному паливі, включають синтетичне паливо, електричні силові установки на основі акумуляторів або паливних елементів, а також гібридні концепції. У той час як синтетичне паливо та гібридні концепції лише до певної міри зменшують викиди CO₂, силові установки на основі паливних елементів усувають їх під час польоту. Тим не менш, жоден із цих трьох підходів не усуває повністю всі викиди, крім CO₂, такі як водяна пара, діоксид сірки, NO_x, тверді частинки та сажа. Ці викиди становлять близько 60% від загальної кількості викидів повітряного судна за масою та мають шкідливий вплив на клімат, а також інші шкідливі впливи на навколишнє середовище.

Багатообіцяючим підходом, який може усунути обидва типи викидів під час польоту, є повністю електричні силові установки. Ці системи живляться електрикою, а не гасом, і складаються з гвинтів, які генерують тягу для роботи в польоті, електродвигунів, які приводять в рух гвинти, і акумуляторів, що використовуються для зберігання енергії. Однак питома енергія доступних на даний момент акумуляторних технологій все ще обмежена.

Таким чином, досяжні дальності польоту з повністю електричними силовими установками набагато менші порівняно з їх звичайними аналогами.

Крім того, виробництво акумуляторів включає енергоємні процеси з негативним впливом на навколишнє середовище та рідкісні та критичні впливи, пов'язані з різними соціальними ризиками, наприклад, такими як погані умови праці. Постійний технологічний розвиток батарейних технологій обіцяє значне збільшення питомої енергії. Поки що важко визначити точне значення, але можна припустити, що малі пасажирські літаки зможуть бути повністю електричними в майбутньому. Щоб розробити концепцію силової установки, яка є не тільки технологічно здійсненою, але й стійкою з екологічної, економічної та соціальної точки зору, необхідний попередній вибір потенційних акумуляторних систем, який слід проводити на ранніх стадіях розробки.

Саме з цією метою (визначення найбільш прийнятної технології) автори роботи [70] з використанням **оцінки сталості життєвого циклу (LCSA)** виконують оцінку *восьми* альтернативних систем акумуляторів щодо їх екологічного, економічного та соціального впливу на етапах видобутку сировини та виробництва. Системи акумуляторів базуються на різних хімічних елементах, включаючи *п'ять* літій-іонних батарей (LIB) на основі літій-нікелю, оксиду марганцю і кобальту (NMC), *одну* LIB на основі фосфату літій-заліза (LFP), *одну* LIB на основі літій-нікелю, оксидів алюмінію і кобальту (NCA), і *один* літій-сірчаний акумулятор (LSB). Функціональною одиницею оцінки є виготовлення описаної акумуляторної системи. Для цього розглядаються етапи видобутку сировини, виробництва комплектуючих, виробництва акумуляторних елементів і виробництва акумуляторної батареї.

Оцінка впливу на навколишнє середовище базується на шести категоріях впливу: зміна клімату (CC), підкислення землі (TA), токсичність для людини (HT), евтрофікацію прісної води (FE), утворення фотохімічних окисників (POF) і виснаження мінеральних ресурсів (MRD). Зазначені категорії впливу вибрано тому, що вони дозволяють порівняти викиди CO₂ і не CO₂ звичайних літаків. Економічна оцінка базується на вартості життєвого циклу (LC) усіх одиничних процесів, залучених до життєвого циклу акумуляторної системи. Оцінка соціального впливу базується на методі оцінки впливу бази даних соціальних гарячих точок (SHDB). Вибрані категорії впливу: ризик бідності (POV), ризик корупції (COR) і ризик дитячої праці (CHL). Результати розрахунків наведено в **таблиці 1.8**.

Що стосується впливу на навколишнє середовище (CC, TA, HT, FE, POF і MRD), LIB на основі LFP і LSB, як правило, працюють краще, ніж LIB на основі NMC і NCA. Тут варіант LFP є вигідним у категоріях підкислення, токсичності для людини, евтрофікації води та виснаження мінеральних ресурсів, а LSB – у категоріях зміни клімату та утворення фотохімічних окисників. З іншого боку, варіанти NMC-111, NMC-442 і NMC-532 у кожному випадку є найгіршими, тоді як у категорії підкислення землі найгіршим є NMC-811.

Оцінка сталості життєвого циклу різних систем акумуляторів показує тенденцію до перспективних технологій акумуляторів. У той час як LFP і LSB загалом є вигідними з точки зору впливу на навколишнє середовище під час виробництва, а LFP перевершує LSB

у деяких аспектах, *LSB* є вигідним з точки зору соціально-економічних ефектів у всіх категоріях впливу.

Таблиця 1.8. Результати екологічної та соціально-економічної оцінки акумуляторів загальною ємністю 4313 МВт*год [70].

Категорія впливу	На один акумулятор (ємністю 4313 МВт*год)							
	NMC-111	NMC-442	NMC-532	NMC-622	NMC-811	LFP	NCA	LSB
Екологічний								
Зміна клімату (CC), кг CO ₂ екв	3,81·10 ⁵	3,58·10 ⁵	3,63·10 ⁵	3,39·10 ⁵	3,24·10 ⁵	3,24·10 ⁵	3,78·10 ⁵	3,18·10 ⁵
Підкислення землі (TA), кг SO ₂ екв	7268,91	7268,39	8958,22	9118,99	10271,79	2004,04	5860,99	2148,3
Токсичність для людини (HT), кг 1,4-DCB-екв.	5,43·10 ⁵	5,34·10 ⁵	5,54·10 ⁵	5,38·10 ⁵	5,44·10 ⁵	2,55·10 ⁵	2,52·10 ⁵	3,76·10 ⁵
Евтрофікація прісної води (FE), кг Р-екв.	241,13	233,68	245,77	237,99	240,74	146,89	158,85	174,98
Утворення фотохімічних окисників (POF), кг NMVOC-екв.	2332,0	2110,80	2324,47	2246,04	2244,50	1306,14	1840,13	1211,14
Виснаження мінеральних ресурсів (MRD), кг Fe-екв.	3,54·10 ⁵	3,63·10 ⁵	3,58·10 ⁵	2,95·10 ⁵	2,66·10 ⁵	0,62·10 ⁵	1,16·10 ⁵	0,85·10 ⁵
Економічний								
Вартість життєвого циклу (LC), USD	7,25·10 ⁵	6,32·10 ⁵	6,6·10 ⁵	6,17·10 ⁵	5,63·10 ⁵	7,15·10 ⁵	6,2·10 ⁵	3,78·10 ⁵
Соціальний (еквівалентні години середнього ризику)								
Ризик бідності (POV)	5,32·10 ⁶	4,16·10 ⁶	4,82·10 ⁶	4,58·10 ⁶	4,22·10 ⁶	4,16·10 ⁶	4,19·10 ⁶	0,73·10 ⁶
Ризик корупції (COR)	13,43·10 ⁶	11,29·10 ⁶	13,57·10 ⁶	13,17·10 ⁶	13,17·10 ⁶	6,65·10 ⁶	9,95·10 ⁶	1,22·10 ⁶
Ризик дитячої праці (CHL)	8,01·10 ⁶	6,48·10 ⁶	7,18·10 ⁶	6,80·10 ⁶	6,8·10 ⁶	5,12·10 ⁶	6,66·10 ⁶	1,15·10 ⁶

Пояснити це можна різними обставинами. З одного боку, витрата матеріалів на виробництво *LSB* є нижчою порівняно з виробництвом *LIB*, а використовувані матеріали дешевші на одиницю. З іншого боку, різне походження матеріалів, необхідних для виробництва, і менша кількість робочих годин, пов'язаних з виробництвом *LSB*, призводять до меншого соціального ризику. *LCSA* також показує, що, окрім своїх екологічних і соціальних переваг, *LSB* є економічно перспективною технологією акумулятора для виробників майбутніх силових установок для літаків завдяки нижній вартості життєвого циклу на 33-48%. Таким чином, розробка нових технологій силової установки для електричних літальних апаратів повинна зосереджуватися в першу чергу на *LSB*. Однак варіанти *LIB* з *LFP*, *NCA* або *NMC-811* також повинні бути додатково досліджені, оскільки для оцінки в контексті цього аналізу використовувався конкретний еталонний літак із певним профілем польоту. За інших умов ці дві технології акумуляторів можуть бути вигідними.

Основним висновком за результатами аналізу дослідження є те, що *LSB* є перспективною технологією акумуляторів для електrolітаків. Крім екологічних і соціальних переваг перед конкуруючими технологіями, даний вид акумуляторів є вигідним з економічної точки зору, що робить їх цікавими для виробників силових агрегатів для літаків.

Оскільки використання синтетичного палива та електроенергії в авіаційному транспорті є новітніми технологіями, відповідно, спеціальне регулювання їх

використання в Україні відсутнє. Загальним законом, що регулює використання відновлюваної електроенергії в Україні є Закон України «Про альтернативні джерела енергії» [99]. До відновлюваної електроенергії зазначений закон відносить відновлювані невикопні джерела енергії, а саме енергія сонячна, вітрова, аеротермальна, геотермальна, гідротермальна, енергія хвиль та припливів, гідроенергія, енергія біомаси, газу з органічних відходів, газу каналізаційно-очисних станцій, біогазів. Закон встановлює порядок отримання «зеленого» тарифу у разі подання відновлюваної електроенергії в об'єднану енергетичну систему України та не передбачає обмежень для використання відновлюваної електроенергії для інших потреб.

15 квітня 2022 року підписано Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо розвитку установок зберігання енергії» [100]. Закон регулює новий вид діяльності на ринку електричної енергії – зберігання енергії. Зберігання енергії – це діяльність, пов'язана з відбором електричної енергії з метою відкладення її кінцевого використання на момент пізніший, ніж коли вона була вироблена, її перетворенням в інший вид енергії, в якому вона може зберігатися, зберіганням та подальшим перетворенням такої енергії в електричну енергію з метою її відпуску в систему передачі, систему розподілу, мережу електростанції або мережу споживача. Експлуатацію установки зберігання енергії здійснює оператор, що є новим учасником ринку електричної енергії. Господарська діяльність зі зберігання енергії здійснюється за умови отримання ліцензії, за винятком встановлених законом випадків.

1.3.3 Водень

За походженням водень умовно поділяється на «чорний» (отриманий з вугілля), «сірий» (з природного газу), «коричневий» (з лігніту), «блакитний» (отриманий з викопних палив із застосуванням систем уловлювання і зберігання вуглецю), «рожевий» (отриманий електролізом води з використанням електроенергії з АЕС) і «**зелений**» (отриманий електролізом води з використанням **відновлюваної** електроенергії, наприклад від ВЕС або СЕС)⁷.

У світі широкомасштабне виробництво водню відбувається сьогодні за допомогою перетворення природного газу («сірий» водень). SMR-технологія являє собою риформінг природного газу через реакцію з водяною парою, і є найбільш поширеним варіантом. Стандартна установка зазвичай має продуктивність 100 тис. м³ або 9 тонн водню на годину. Іншою загальноприйнятою технологією отримання водню є електроліз води. При заміщенні природного газу біометаном в технології парового риформінгу та при застосуванні відновлюваної електроенергії для електролізу води виробляється «**зелений**» водень.

В *проекті* Дорожньої карти для виробництва та використання водню в Україні [53] вартість «зеленого» водню, отриманого електролізом води, оцінюється у період 2020-2025 років на рівні 1,5-3,0 євро/кг за ціни електроенергії 25-50 євро/МВт*год із зменшенням до 2050 р. до 0,7-1,5 євро/кг за ціни електроенергії 10-30 євро/МВт*год (табл. 1.9).

⁷ Детальнішу загальну інформацію про водень та можливості отримання «зеленого» водню представлено у розділі 2.5. «Водень» Технічного звіту.

Таблиця 1.9. Прогнозні значення техніко-економічних показників виробництва «зеленого» водню [53].

Виробництво водню електролізерами	Капітальні затрати (євро/кВт)	Операційні затрати/рік, %	Ефективність системи	Електроенергія (євро/МВт·год)	Водень (євро/кг)
2020-2025	300-600	1,5 %	75-80 %	25-50	1,5 – 3,0
2025-2030	250-500	1 %	80-82 %	15-30	1,0 – 2,0
До 2050	< 200	< 1%	> 82 %	10-30	0,7 – 1,5

Відомо, що водень – це газ, який складно зберігати. Він має такі властивості, які необхідно враховувати і бути обережним для забезпечення його безпечного використання. Хоча є технології і процедури, які мінімізують витік та забезпечують, за необхідності, контрольоване вивільнення водню, проте вони не є добре зрозумілими для широкого загалу поза межами нафтогазохімічної галузі. Дійсно, у випадках, де ставалися нещасні випадки з воднем, пов’язані з безпекою, причиною часто були проблеми у збірці водневої установки, що демонструє важливість використання досвідчених професіональних монтажників та інженерів. Також важливо, щоб саме досвідчені спеціалісти виконували технічне обслуговування системних паливних елементів, зокрема тих, що експлуатуються при високих температурах, для яких постачальник рекомендує виконувати базове технічне обслуговування кожні три місяці.

З 2019 р. у світі спостерігається значний ріст інтересу до питання застосування водню в авіації. Основні проблеми цього напрямку полягають у необхідності наявності великого обсягу водню, потребі виробництва «зеленого» водню і забезпеченні відповідної інфраструктури для його постачання. Водень – низько-/безвуглецеве паливо, яке може застосовуватися в авіації двома шляхами [28]:

- у звичайних газотурбінних двигунах (з певною адаптацією/модифікацією) як заміник традиційного реактивного палива (у т.ч. на крупних повітряних суднах);

- у паливних елементах як джерело електроенергії. На відміну від електробатарей, які потребують підзарядки, паливні елементи можуть генерувати електроенергію поки забезпечена подача палива (водню). Іншими перевагами є можливість компонування ПЕ у «батареї», тобто масштабування, а також відсутність у ПЕ рухомих частин, що забезпечує безшумність та високу надійність їх роботи.

Крім цих варіантів безпосереднього застосування, водень використовується при виробництві синтетичного керосину за технологією перетворення електроенергії у рідину (PtL) і при виробництві багатьох видів САП з біомаси.

Згідно самого оптимістичного сценарію, комерційне застосування водню у літаках з кількістю місць 100-200 (рейси на короткі та середні відстані) розпочнеться не раніше 2035 р. При цьому частка водню у загальному споживанні енергії в секторі авіації може досягти 20% у 2050 р. і 33% у 2060 р. З решти у 2060 р., до 3% припадатиме на електроенергію, інше (64%) – на реактивне паливо (САП та традиційне) (рис. 1.21).

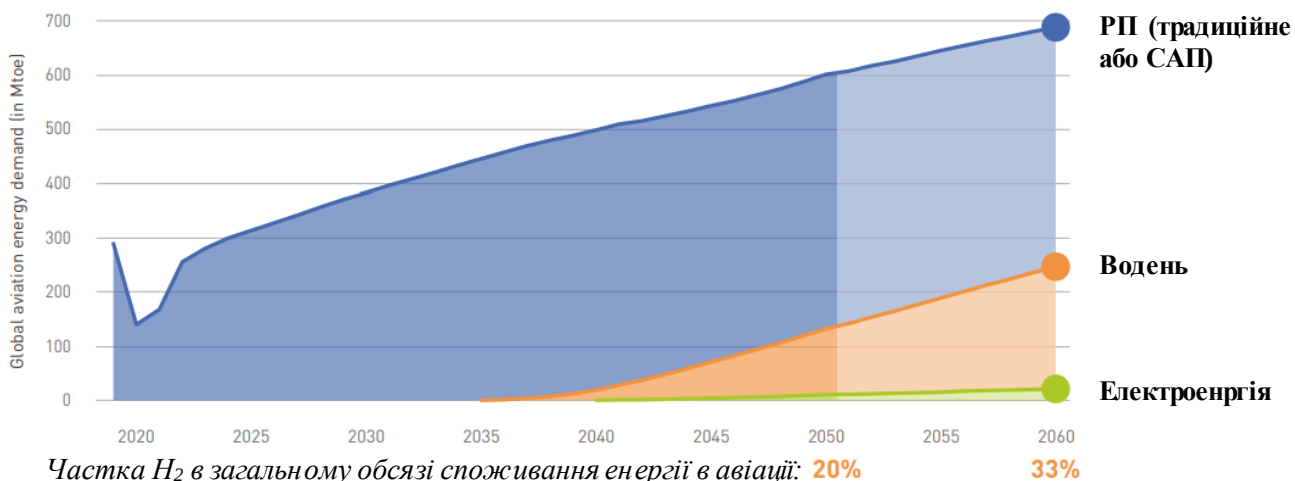
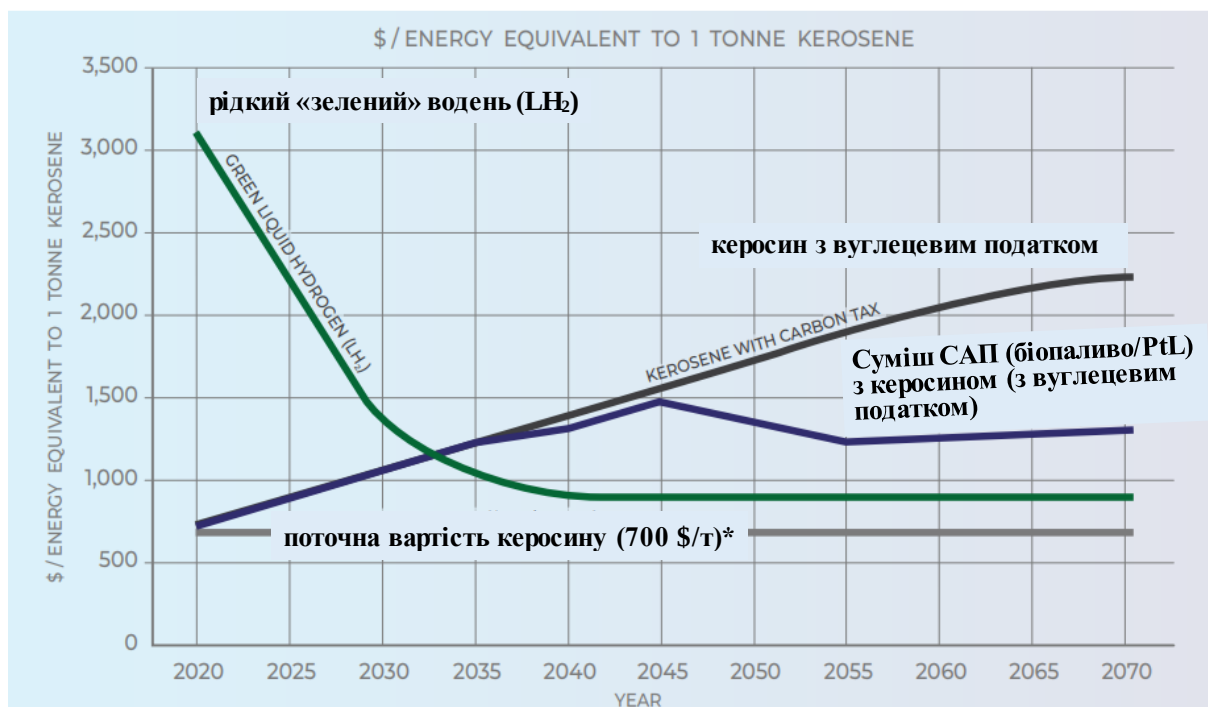


Рис. 1.21. Прогноз загального споживання енергії в секторі авіації, млн т н.е. [28].

Експерти, що реалізують проєкт FlyZero (Об'єднане Королівство) [25], вважають, що з середини 2030-х років рідкий водень стане дешевше і «зеленіше», ніж синтетичне паливо PtL (різновид САП), яке потребує для свого виробництва більше електроенергії, ніж рідкий водень (рис. 1.22).



* Коментар авторів звіту: на червень 2022 р. ціни на РП Jet A1 складали близько 1400 \$/т [7]

Рис. 1.22. Прогноз вартості авіаційних палив, дол. США/т енергетичного еквіваленту керосину [25].

Водень може зберігатися на ПС у газоподібному або рідкому стані. Вага водню у 3 рази менше, ніж РП з таким же вмістом енергії, але об'єм, навіть у рідкому (криогенному) стані – у 4 рази більше. Через це ПС потребуватиме значно більший паливний резервуар і кардинальні зміни паливної системи. Крім того, рідкий водень має зберігатися при дуже

низькій температурі (близько мінус 253 °С), що потребує використання спеціальних баків. З технічної точки зору, запровадити використання газоподібного водню легше, ніж рідкого, але водень у вигляді газу має зберігатися під високим тиском (700 бар) у важких баках. Це обмежує його застосування в авіації тільки рейсами на короткі відстані.

Шлях до досягнення комерційного рівня впровадження водню в авіації включає наступні етапи, пов'язані з вирішенням певних технічних проблем [25, 30, 31]:

- Адаптація/вдосконалення камери згорання ГТД для досягнення найбільш ефективного спалювання водню. Мета – досягнення ККД ~40-50% із скороченням емісії NOx на 50-80% (поточний ККД ГТД – 35-40%).

- Створення водневих ГТД другого покоління з вдосконаленими теплообмінниками.

- Зменшення маси ізоляції трубопроводів в корпусі ПС для скорочення загальної маси паливної системи.

- Пошук оптимального співвідношення між тиском і температурою рідкого водню в резервуарі та паливній системі літака. Це дасть можливість знайти оптимальний баланс між вагою, надійністю та складністю конструкції паливної системи.

- Оптимізація конструкції бака для криогенного водню на ПС для досягнення мінімальної ваги та максимальної надійності (мета – досягнення 12 кВт*год/кг / гравіметричний показник 35%). Перспективним напрямком може бути застосування композиційних матеріалів для стінок бака. Прикладом поточної роботи в даному напрямку є розробка проектом HEAVEN вдосконаленої системи зберігання криогенного водню для невеликих літаків.

- Паливні елементи виробляють електроенергію з ККД близько 50%, отже необхідно шукати технічні рішення для підвищення щільності потужності. Мета – досягнення 1.7 кВт/кг (включаючи охолодження) для літаків, що виконують приміські та регіональні рейси, 2 кВт/кг – для більших ПС (поточний показник ПЕ: ~0,75 кВт/кг); мета по вартості – нижче 250 USD/кВт у 2050 р.). Створення конкурентоздатних водневих паливних елементів потребуватиме досліджень і нових рішень в сферах високовольтової електроніки і потужних електродвигунів. Прикладом поточної роботи в даному напрямку є розробка проектом FLHYSAFE вдосконаленої системи паливних елементів з протон-обмінними мембранами. Ця система буде дешевша, меншої ваги, простіша у встановленні і технічному обслуговуванні, що є важливим для використання на борту літака.

- Вдосконалення конструкції літака з огляду на те, що рідкий водень буде, ймовірно, зберігатися у фюзеляжі, а не у крилах, як це має місце у звичайних літаках на реактивному паливі. Такий підхід може призвести до збільшення довжини ПС на 10-15 м, що, в свою чергу, може викликати необхідність збільшення об'єму боксів та інших елементів інфраструктури аеропорту для вміщення такого літака.

Зазвичай водень виробляється при відносно невеликому тиску (20-30 бар), отже перед транспортуванням він має бути *стиснений* або *зріджений* (охолодження до -253 °С). Доставка водню у невеликі аеропорти може виконуватися спеціальними вантажівками (рис. 1.23), а у крупні – через трубопроводи (подібно транспортуванню природного газу) з наступним зрідженням на місці. Транспортування газоподібного водню існуючими трубопроводами є найбільш дешевим варіантом доставки великих обсягів [42]. При

перевезенні вантажівкою газоподібного водню його стискають до 180 бар або більше і закачують у балони, які складують на автопричепі (див. **рис. 1.23 а**). На великій відстані економічно вигідніше перевозити рідкий водень кріогенними автоцистернами через набагато більшу його масу на однаковий об'єм (див. **рис. 1.23 б**).



а) Автопричеп з балонами для транспортування стисненого газоподібного водню

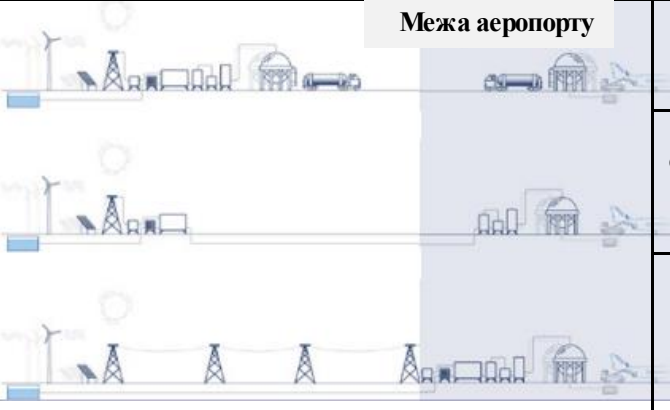


б) Кріогенна автоцистерна для транспортування рідкого водню

Рис. 1.23. Спеціальні автоцистерни для перевезення водню [40, 41].

Також існує варіант транспортування водню у звичайних нафтовозах з використанням рідких органічних носіїв, які можуть абсорбувати та вивільняти водень через хімічні реакції. Ця технологія із застосуванням носія дібензилтолуола вивчається і вдосконалюється у дослідницькому центрі VTT (Фінляндія) [31]. Альтернативний варіант – виробництво «зеленого» водню в аеропорті без необхідності транспортування – вважається наразі маловірогідним через велику потребу у відновлюваній електроенергії на місці (**табл. 1.10**).

Таблиця 1.10. Варіанти інфраструктури аеропорту з літаками на водневому паливі (оцінка на прикладі аеропортів Об'єднаного Королівства) [25].

Варіант інфраструктури	Візуальне представлення	Придатність для аеропорту	Постачання водню	Оцінка капітальних витрат, млн GBP*
Тільки зберігання водню		низька	Автоцистерни	Н: 20-55 С: 100-250 В: 325-775
Зрідження та зберігання водню		середня, висока	Трубопроводи	Н: 25-75 С: 200-450 В: 625-1375
Виробництво (електроліз води), зрідження та зберігання водню		відсутня**	---	Н: 100-165 С: 850-1350 В: 2500-4050

* 1 GBP (фунт стерлінгів) $\approx$ 1, 223 USD (<https://www.x-rates.com/>). ** Придатність стає можливою, якщо потреба у водні невелика, а аеропорт розташований поблизу великого джерела відновлюваної електроенергії. Розмір аеропорту: Н – невеликий, С – середній, В – великий.

В аеропорті водень необхідно подати в літак за допомогою автопаливозаправників або альтернативним методом у визначених місцях (спеціальні заправні платформи або заправні станції). Вартість заправних систем рідким воднем може бути до *п'яти разів більше* вартості звичайних гідрантних систем через необхідність підтримувати високий тиск і низьку температуру протягом всього ланцюжка подачі.

Питання оптимального способу заправки рідким воднем (LH_2) в аеропорті поки є невирішеним і потребує подальшого вивчення. У невеликих аеропортах у найближчій перспективі видається доцільним використання автопаливозаправників, аналогічно тому як це зараз робиться для заправки літаків керосином. У великих аеропортах це може призвести до значного наземного трафіку і ускладнити логістику заправки. Можливими варіантами для досліджень є застосування мобільних заправних платформ, заправних станцій поза зонами виходів на посадку пасажирів та спеціальної системи гідрантів для рідкого водню. Оцінюється, що остання опція (система гідрантів) стане економічно життєздатною лише у довгостроковій перспективі. Також необхідно продумати умови для забезпечення одночасних заправок кількох ПС [31].

Технологія заправки літака LH_2 вимагає дослідження і оптимізації, оскільки для крупних ПС час заправки може перевищувати час, відведений згідно розкладу для їх знаходження в аеропорті перед наступним рейсом. Наприклад, якщо ПС перед рейсом на велику відстань має паливний бак на 75% пустий, то його заповнення керосином/САП займе до 65 хвилин при застосуванні 2-х шлангів за швидкості подачі палива 900 л/хв одним шлангом. За такої ж швидкості подачі, заправка рідким воднем навіть через 4 шланги займе 140 хвилин, при тому що час перебування дуже крупних літаків (таких як Boeing-747) між рейсами в аеропорті становить сьогодні близько 120 хвилин. Для скорочення часу заправки LH_2 необхідно знайти техніко-економічні рішення для збільшення швидкості подачі палива через один шланг до понад 1000 л/хв.

Використання водню як авіапалива потребуватиме розробки нових **правил та стандартів безпеки**, оскільки поведінка кріогенного водню в резервуарі на борту ПС є ще маловивченою. Одним з ключових питань буде також забезпечення швидкої і безпечної заправки літака перед рейсом. Припускається, що в моменти приєднання/від'єднання заправних шлангів необхідна зона безпеки радіусом 20 м, а поза цих моментів – 8-10 м, що потребує подальшого тестування та уточнення (**рис. 1.24**). Одночасні заправка і посадка пасажирів можливі тільки після надійного приєднання заправних шлангів до літаку.

Чинні документи **нормативно-правового та технічного регулювання України** у водневих технологіях наведено в **Додатку 4**. Вагомою перешкодою для використання водню в Україні є застаріла та неузгоджена база нормативно-правових актів та документації з технічної безпеки, а також необізнаність суб'єктів господарювання в цій сфері. Окрім того, технічні знання та досвід в області водневих систем часто неглибокі, та, у багатьох випадках, відсутні. Із-за того, що навчання може зайняти кілька років для того, щоб професіонали в Україні здобули необхідні навички для роботи з цими технологіями, Україна має покладатись на відносно невелику кількість кваліфікованих міжнародних експертів, які будуть користуватися високим попитом на своїх власних ринках. Це може збільшити витрати на початковому етапі та відстрочити початок застосування водневих технологій в Україні [53].

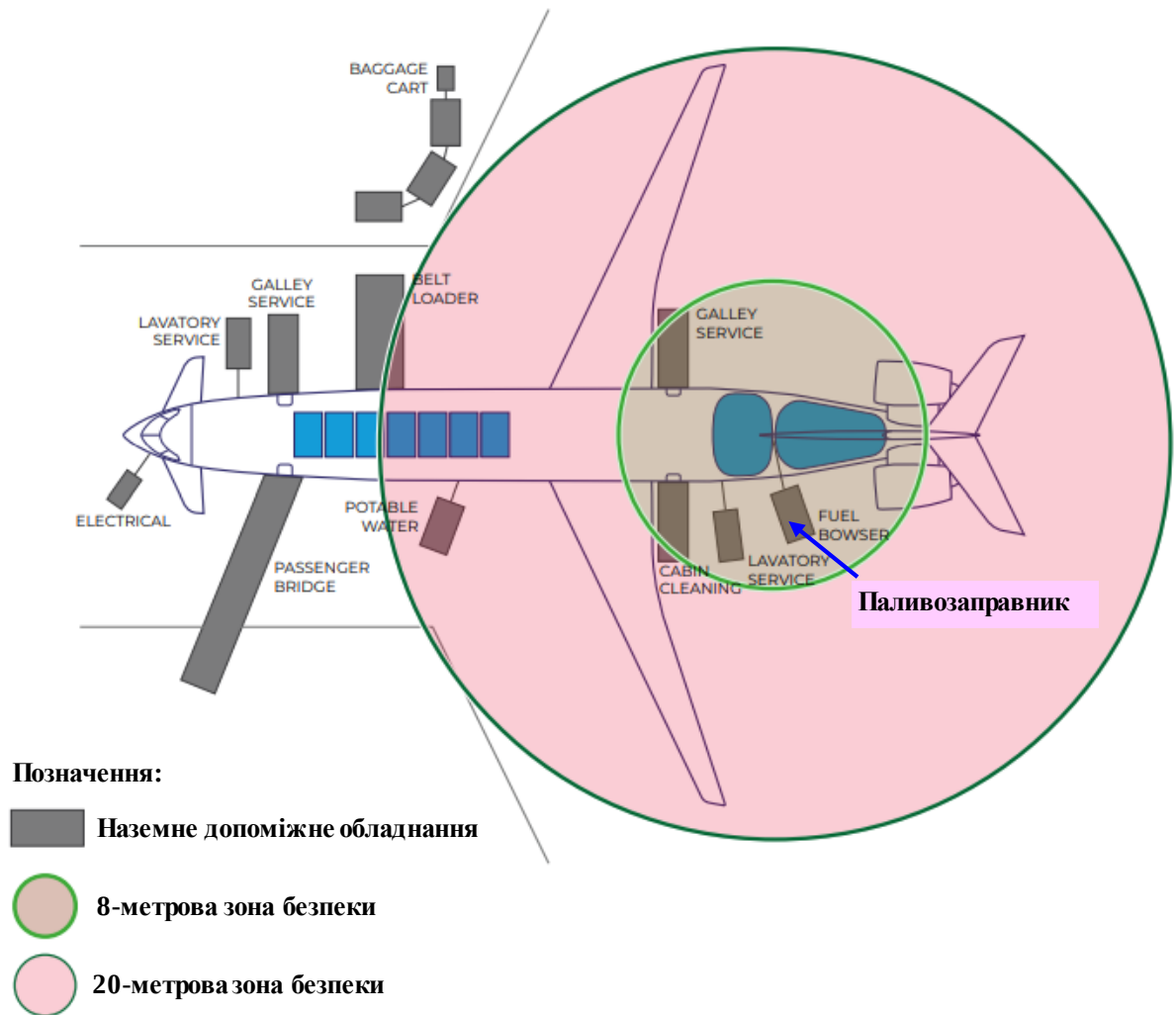


Рис. 1.24. Концепція зон безпеки при заправці воднем літака з кількістю місць ~150 [25].

За методологію **оцінки життєвого циклу (LCA)**, у роботі [61] було досліджено загальний життєвий цикл літака, що працює на різних видах авіаційного палива. Для ОЖЦ було використано програму SimaPro LCA у комбінації з базою даних Ecoinvent. Комплексну оцінку життєвого циклу для застосування в авіації проведено для **водню** та деяких інших альтернативних видів палива – *аміаку, метанолу, етанолу і скрапленого природного газу*. При цьому зазначено що *використання етанолу в авіації є малоімовірним* через його паливні характеристики.

Етапи, розглянуті в аналізі, охоплюють: (і) виробництво, експлуатацію та технічне обслуговування літака, (іі) будівництво, обслуговування та утилізацію обладнання аеропорту, (ііі) виробництво, транспортування та використання авіаційного палива. Категорії впливу на навколишнє середовище, які враховуються в цьому дослідженні, це токсичність для людини, глобальне потепління, землекористування, виснаження абіотичних ресурсів і руйнування озонового шару в стратосфері. Вважається, що всі розглянуті види палива спалюються в одному типі літака. Таким чином, для вибраних випадків етапи виробництва повітряних суден, експлуатації й технічного обслуговування аеропорту є однаковими.

Оцінка альтернативних видів палива проводиться в порівнянні зі звичайним реактивним паливом на основі керосину (гасу); розглядаються різні категорії впливу життєвого циклу на навколишнє середовище. Для виробництва аміаку та водневого палива порівнювалися варіанти використання викопних та відновлюваних енергоносіїв. Прогнозується, що вже в найближчому майбутньому *аміак стане важливим носієм водню* з його високим вмістом.

У дослідженні передбачається, що 95% водню виробляється шляхом крекінгу викопного палива (підземна газифікація вугілля з уловлюванням та зберіганням вуглецю), а 5% – електролізом солоної води. Для порівняння розглядається виробництво «зеленого» водню шляхом електролізу води з використанням енергії вітру, гідроенергії, геотермальної та сонячної енергії. У випадках застосування ВДЕ, виробництво водню здійснюється за допомогою електролізера, який споживає 53 кВт*год на кг водню.

За результатами оцінки життєвого циклу, використання земельних ресурсів на одиницю палива є найменшим для рідкого водню (геотермальна енергія) через його високу теплотворну здатність (табл. 1.11). Показники інтенсивності землекористування для ланцюжку використання реактивного палива та метанолу є близькими та нижчими, ніж для рідкого аміаку. Річна інтенсивність землекористування для рідкого водню та СПГ у дослідженні становить 0,0011 м²/т*км та 0,0014 м²/т*км, відповідно. Для СПГ і водню потенціали зайнятості землі та токсичності для людини значно нижчі, ніж для гасу.

Таблиця 1.11. Характеристики традиційного та альтернативних авіаційних палив [61].

Авіапаливо	Теплотворна здатність, МДж/кг	Густина при 15 °С, т/м ³	Енергетична щільність, МДж/л	Виграта, кг/км (кг/т*км)
Керосин (Jet A/ Jet A-1)	43,2	0,808	34,9	7,99 (0,217)
Рідкий водень	120	0,071	8,4	2,64 (0,071)
СПГ	50	0,424	21,2	9,46 (0,257)
Метанол	19,9	0,796	15,9	18,06 (0,492)
Етанол	27,2	0,794	21,6	12,47 (0,339)
Рідкий аміак	18,6	0,73	13,6	18,82 (0,512)

Варіанти для водню та аміаку з використанням гідроенергії значно знижують вплив на навколишнє середовище: скорочення на 60% та 20% відповідно. Рідкий аміак, отриманий з використанням геотермальної енергії, має порівнянну з метанолом та етанолом інтенсивність землекористування. Низька ефективність сонячних фотоелектричних систем (у діапазоні 15-20%) призводить до більшого використання землі для виробництва рідкого аміаку та водню.

Загальні викиди парникових газів від використання в авіації аміаку та *водню*, отриманих з використанням гідроенергії, за розрахунками становлять приблизно 0,24 кг CO_{2-екв.} на т*км і **0,03** кг CO_{2-екв.} на т*км, відповідно (рис. 1.25). Потенціал глобального потепління для СПГ (0,84 кг CO₂ на т*км) і метанолу (1,03 кг CO₂ на т*км) нижчий, ніж у реактивного палива на основі гасу, яке зараз використовується.

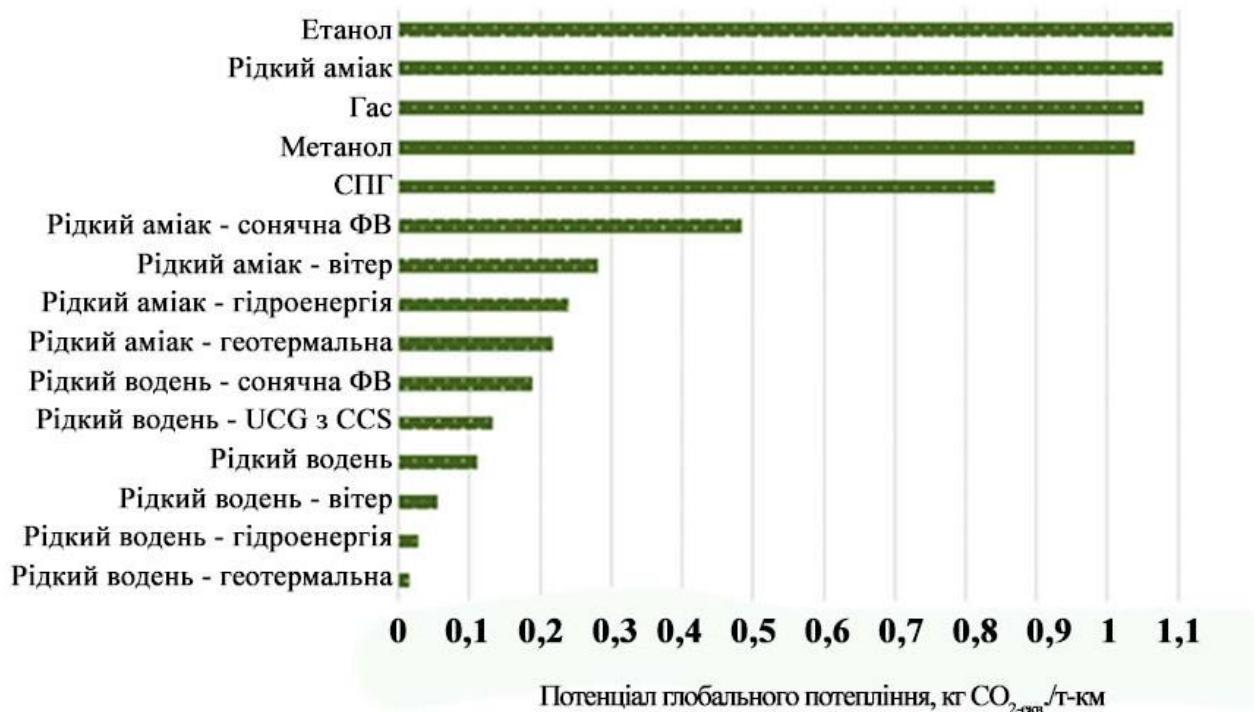


Рис. 1.25. Потенціал глобального потепління для різних авіаційних палив на т*км [61].

Літак на *водневому паливі*, виробленому за допомогою *геотермальної* енергії, викидає **найменший обсяг парникових газів** серед усіх розглянутих випадків – **0,014** кг CO₂ на т*км. При цьому літак, що працює на гасі, викидає 1,05 кг CO₂ на т*км, якщо розглядати повний життєвий цикл.

Виробництво аміаку із споживанням природного газу спричиняє значний загальний вплив на навколишнє середовище. Однак виробництво аміаку на основі ВДЕ суттєво знижує вплив на навколишнє середовище – до 0,23 кг CO₂ на т*км у випадку використання гідроенергії.

Експлуатація повітряного судна має майже еквівалентну частку (40,7% для водню, отриманого підземною газифікацією вугілля з уловлюванням та зберіганням вуглецю) з експлуатацією та обслуговуванням аеропорту (44,6%) у загальних викидах ПГ. Отже, енергопостачання об'єктів аеропорту також є критичним, коли оцінюється повний життєвий цикл.

Розподіл процесів, відповідальних за потенціал глобального потепління для літака з водневим двигуном, показано на **рис. 1.26**. Робота літака робить за другий за величиною внесок у глобальне потепління, що відповідає 34%. Експлуатація та технічне обслуговування аеропорту роблять основний внесок у викиди парникових газів – 48,9%. Ця сумарна величина розподіляється на окремі внески наступних підпроцесів: спалювання природного газу в топці (22%), спалювання легкого мазуту в топці (5%), спалювання бурого вугілля на електростанції (7%) і спалювання кам'яного вугілля (8%) (див. **рис. 1.26**).

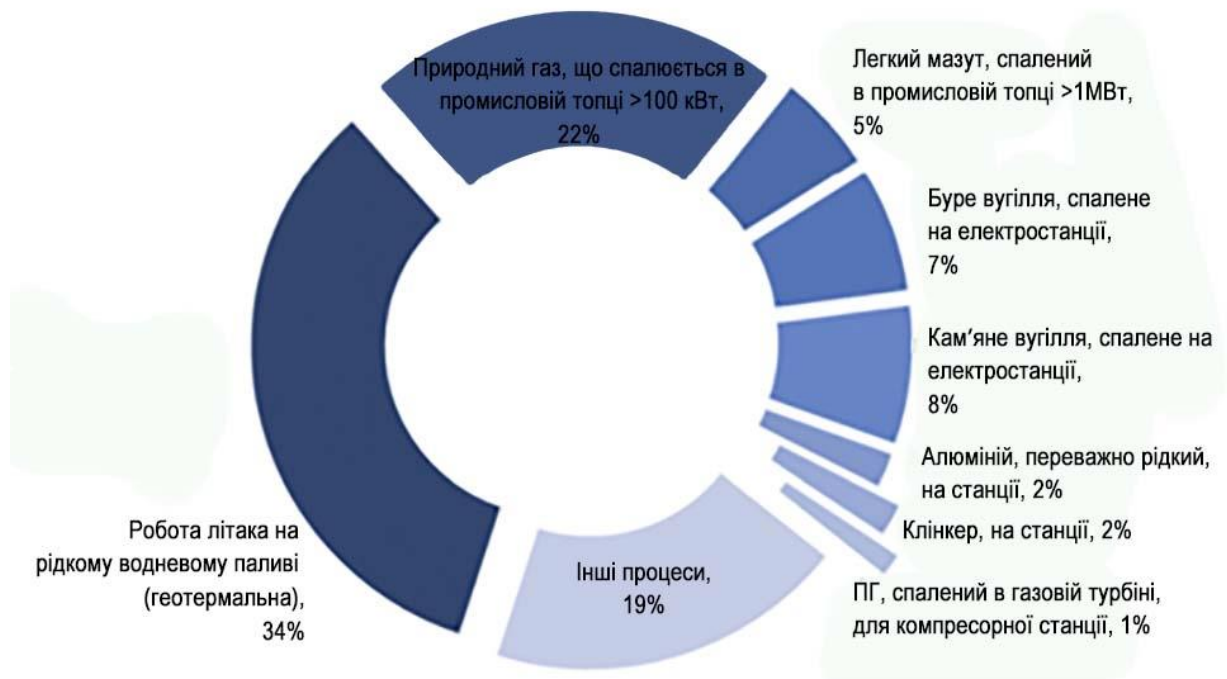


Рис. 1.26. Внесок різних процесів у глобальний парниковий ефект від літаків на водневому паливі (геотермальна енергія) [61].

Екологічна та соціальна вартість викидів HC , CO , NO_x , CO_2 та твердих частинок від літаків, що працюють на різних паливах, оцінювалася в доларах США/т*км як показано на **рис. 1.27**. Ця вартість відображає загальний вплив на довкілля та здоров'я людей. Гасове реактивне паливо та аміак на основі викопних енергоносіїв мають найвищі показники, оскільки витрати пов'язані з обсягом різних типів викидів. Відзначається, що загальні екологічні та соціальні витрати для літаків, що працюють на відновлюваному аміаку та водневому паливі, значно нижчі, ніж на звичайному керосиновому авіаційному паливі.

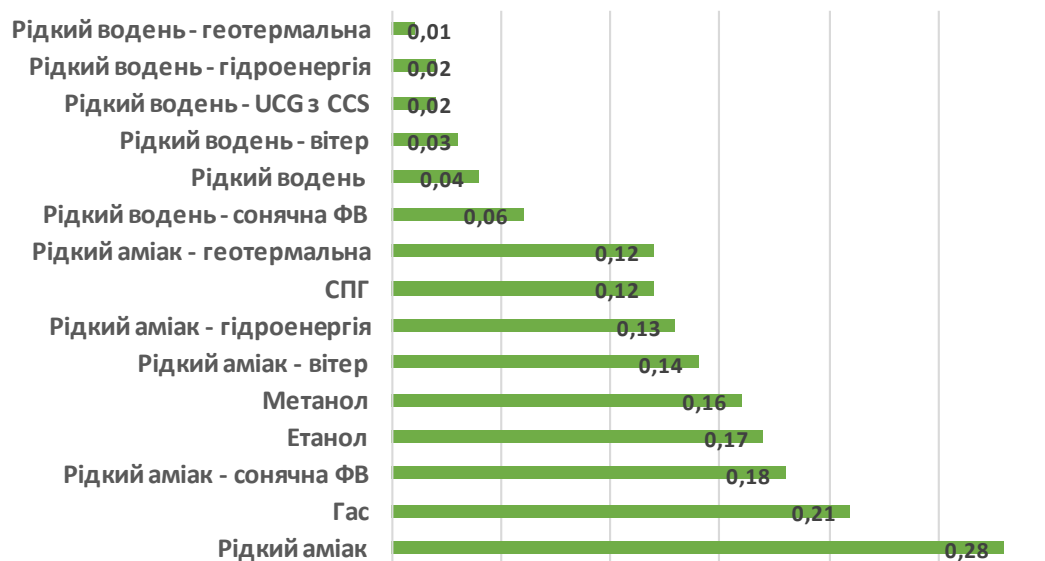


Рис. 1.27. Загальна екологічна та соціальна вартість викидів від літаків, що працюють на різних видах палива, отриманих з традиційних і відновлюваних ресурсів, USD/т*км [61].

Серед загальних висновків розглянутого дослідження можна виділити наступні:

- Альтернативні види авіаційного палива, включаючи водень, метанол, аміак і СПГ, є більш екологічними варіантами, ніж традиційний гас.
- Хоча аміак і водень як такі є безвуглецевими паливами, викиди вуглецю протягом їх життєвого циклу можуть бути високими, якщо для їх виробництва використовуються викопні енергоносії.
- Варіанти з використанням *«зелених» водню та аміаку* є найкращими з точки зору впливу на навколишнє середовище.
- Вартість рейсу наразі нижча для літака на керосиновому реактивному паливі, однак завдяки розвитку технологій вартість рейсу літака на метанолі, аміаку та водні зможе конкурувати зі звичайним реактивним паливом.

1.4. Порівняльний аналіз альтернативних авіаційних палив

1.4.1 Прогнози вартості, обсягів виробництва та застосування ААП

Серед різних варіантів застосування альтернативних палив в авіації, нарощування обсягів виробництва та використання саме *сталих авіаційних палив* (зокрема, *біопалив*) як заміни традиційного реактивного палива Jet A та A-1 вважається експертами в **середньостроковій перспективі найбільш реальним з технічної та економічної точок зору** заходом для скорочення емісії парникових газів в секторі. Так, очікується, що тільки САП як альтернативні палива будуть забезпечувати перельоти на довгі та середні відстані до 2050 р., на короткі відстані – до 2040 р. (потім долучиться електрика або спалювання водню), регіональні рейси – до 2030 р. (потім долучиться електрика або водневі паливні елементи), приміські рейси – до 2025 р. (потім долучиться електрика) (**рис. 1.28**). Після 2050 р. деяке використання водню вважається можливим також на авіарейсах на середні відстані.

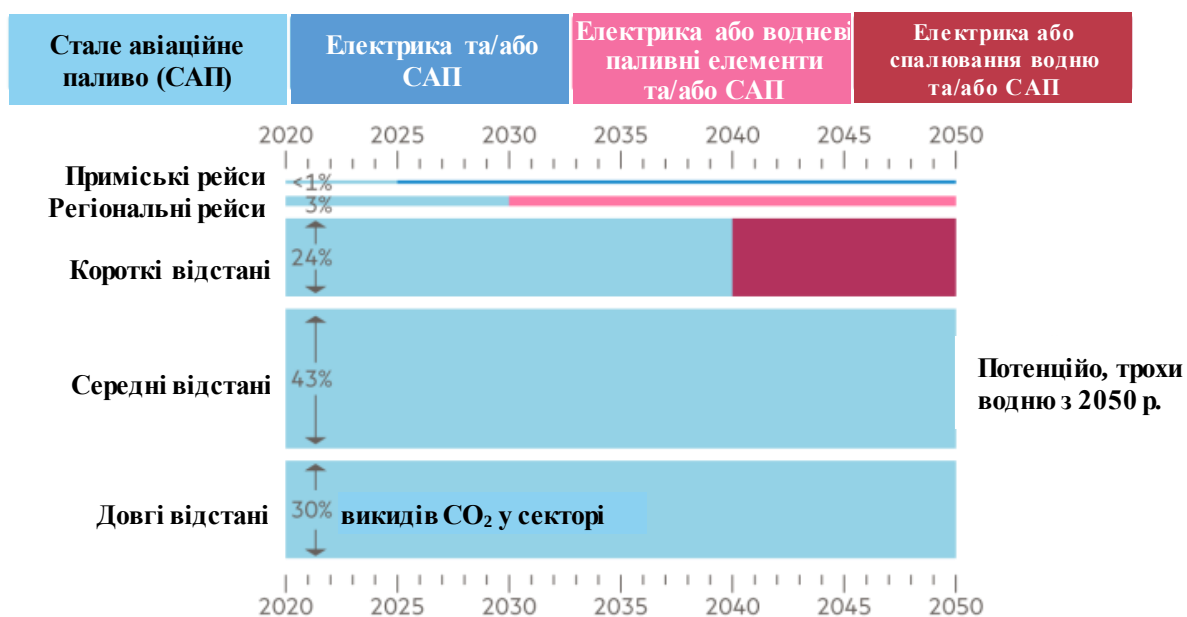
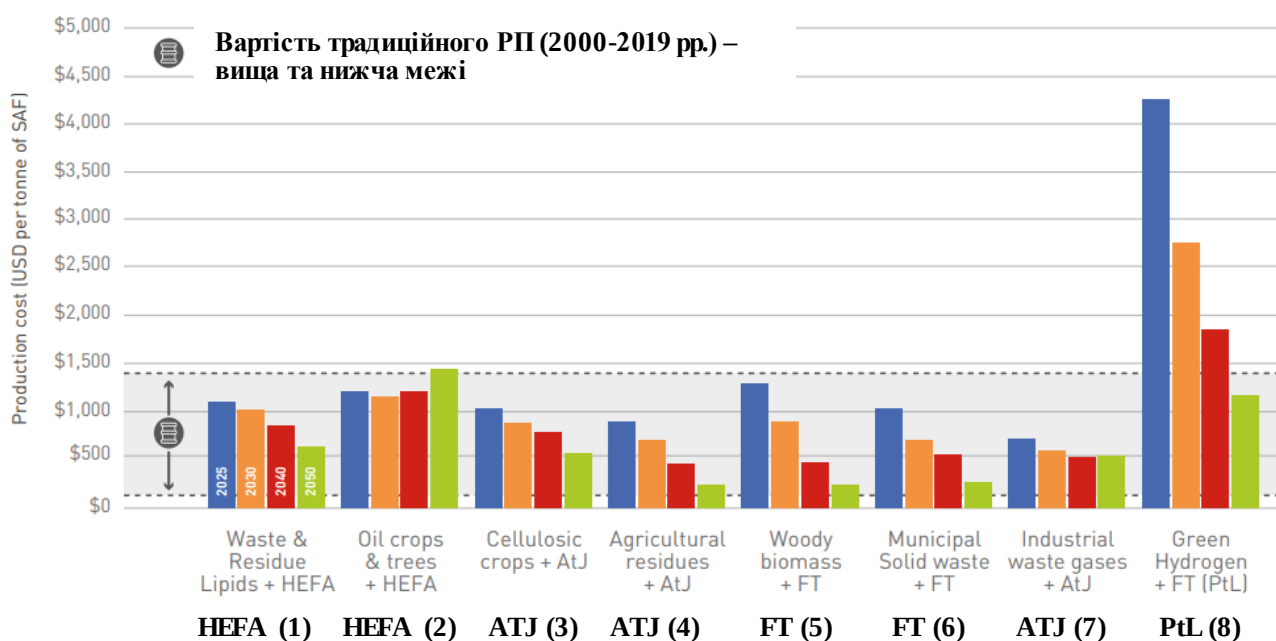


Рис. 1.28. Прогноз використання САП, водню і електроенергії в авіації для рейсів на різні відстані [27].

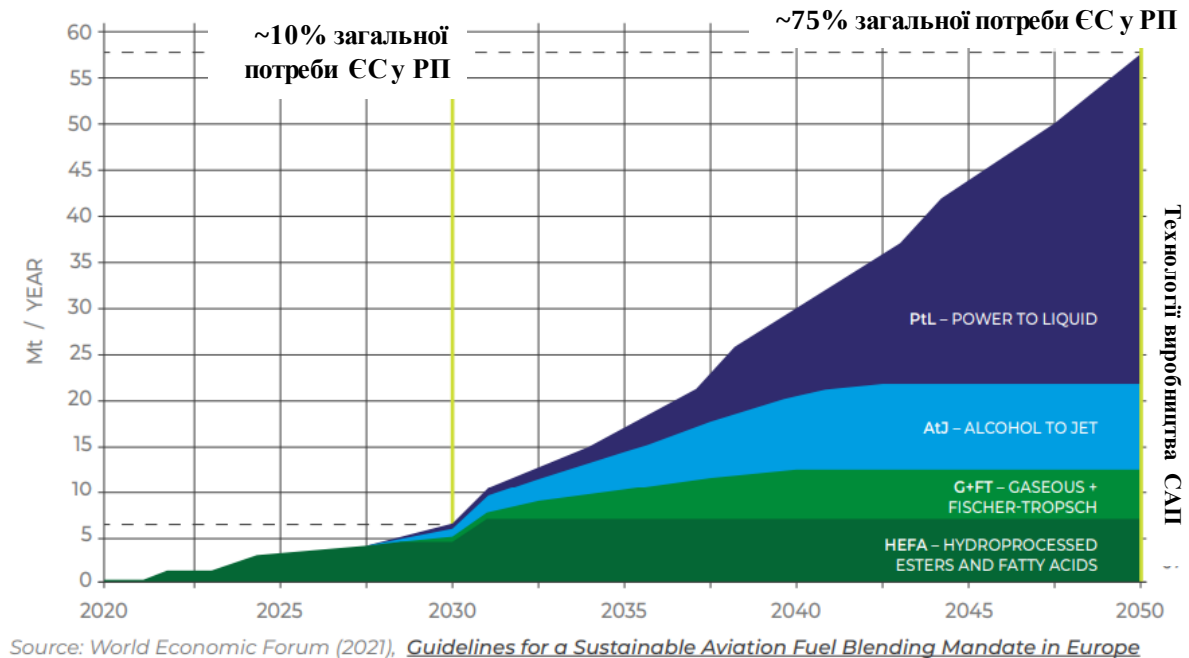
Альтернативними низько-/безвуглецевими енергоносіями для авіації потенційно можуть бути **електроенергія і водень**. Проте, рідкий «зелений» водень (LH₂) наразі значно дорожче авіаційного керосину, а помітне скорочення його вартості прогнозується експертами лише після 2030 р. (див. **рис. 1.22**) [25]. Дослідження і демонстрація можливостей електрифікації сектору авіації знаходиться поки на ранній стадії, отже цей напрямок зробить помітний внесок у декарбонізацію, скоріше, у довгостроковій перспективі [26].

Альтернативне синтетичне паливо для сектору авіації може бути отримано шляхом електролізу води з використанням електроенергії, зокрема, «зеленої» (PtL). На сьогодні технологія PtL значно дорожче технологій виробництва авіаційних рідких біопалив, а її помітне здешевлення очікується лише після 2030 р. (**рис. 1.29**) [4, 9, 28]. Крім того, як вже зазначалося, ключовою проблемою сталості для технології PtL є доступ до необхідного обсягу відновлюваної електроенергії через можливу конкуренцію є іншими напрямками її використання. В результаті цього, у середньостроковому майбутньому рідкі біопалива видаються більш перспективним видом САП, ніж палива, отримані шляхом перетворення електроенергії у рідину. При цьому існує експертна думка, що після 2040 р. виробництво синтетичного палива PtL в ЄС буде превалювати над САП з біомаси через обмежені сировинні ресурси для останніх (**рис. 1.30**) [25].



Види сировини для виробництва САП: (1) – ліпіди відходів та залишків, (2) – олійні культури, (3) – целюлозні культури, (4) – с/г залишки, (5) – деревна БМ, (6) – ТПВ, (7) – промислові відхідні гази, (8) – «зелений» водень

Рис. 1.29. Прогноз вартості біопалив (HEFA, ATJ, FT) та синтетичного палива (PtL) для потреб авіації, дол. США/т [28].



Розшифрування PtL, ATJ, G+FT, HEFA наведено в Переліку скорочень

Рис. 1.30. Прогноз обсягів виробництва біопалив (HEFA, ATJ, G+FT) та синтетичного палива (PtL) для потреб авіації в ЄС, млн т/рік [25].

1.4.2 Аналіз сировинної та ресурсної бази виробництва ААП в Україні

Важливим аспектом порівняльної оцінки альтернативних авіаційних палив з точки зору їх потенційного виробництва і використання в Україні є аналіз **сировинної та ресурсної бази**, наявної для отримання цих палив.

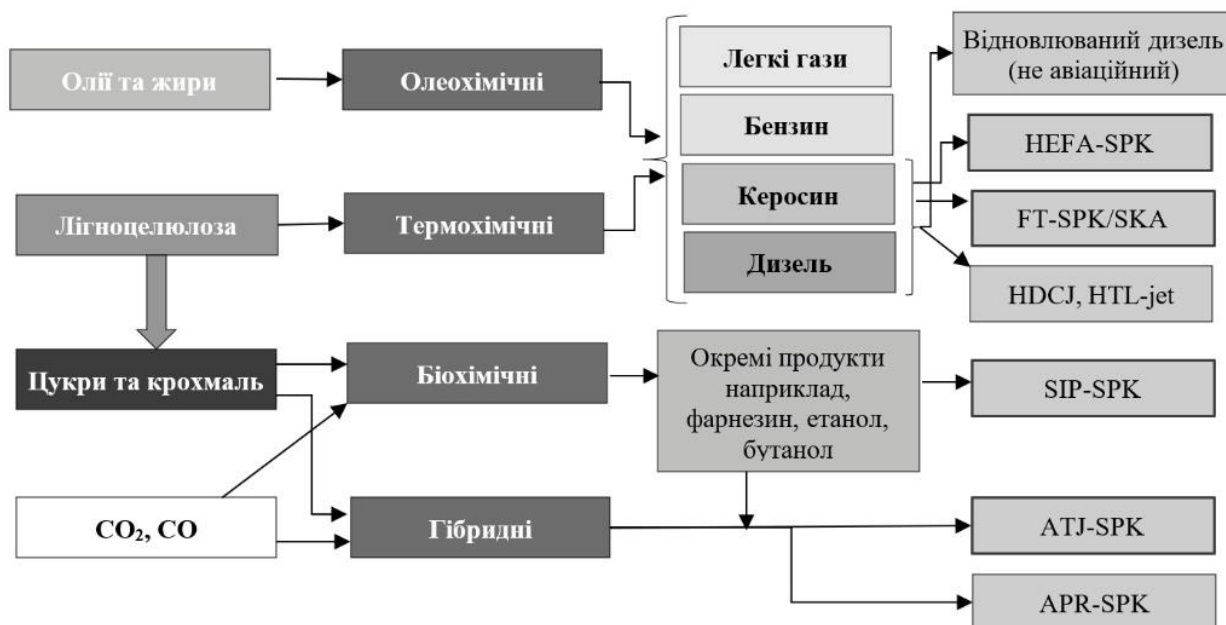
Як вже зазначалося раніше, САП (в частині **біопалив**) виробляються з наступних видів сировини (**рис. 1.31**):

Олійна та жир – **HEFA-SPK, CH-SK (CHJ), HC-HEFA-SPK** (мікроводорості)

Лігноцелюлозна – **FT-SPK, FT-SPK/A, ATJ-SPK**

Крохмалевмісна – **ATJ-SPK**

Цукровмісна – **HFS-SIP, ATJ-SPK**



(Розшифровку скорочень представлено в переліку скорочень та **таблиці 1.2**)

Рис. 1.31. Основні технології виробництва САП з біомаси [46].

Розглянемо величину та структуру енергетичного потенціалу біомаси в Україні, прогнози його росту до 2050 р., а також можливі впливи наслідків воєнних дій на території країни.

Україна має великий потенціал біомаси, доступної для виробництва енергії та біопалив. За даними 2020 р., енергетичний потенціал біомаси складає майже 22 млн т н.е./рік, у т.ч. 43% – сільськогосподарські залишки (солома, стебла кукурудзи і соняшника, лушпиння соняшника та ін.), 34% – енергетичні рослини (верба, тополя, міскантус на 1 млн га – на тверде біопаливо, кукурудза на 1 млн га – на біогаз) (**рис. 1.32, табл. 1.12**).

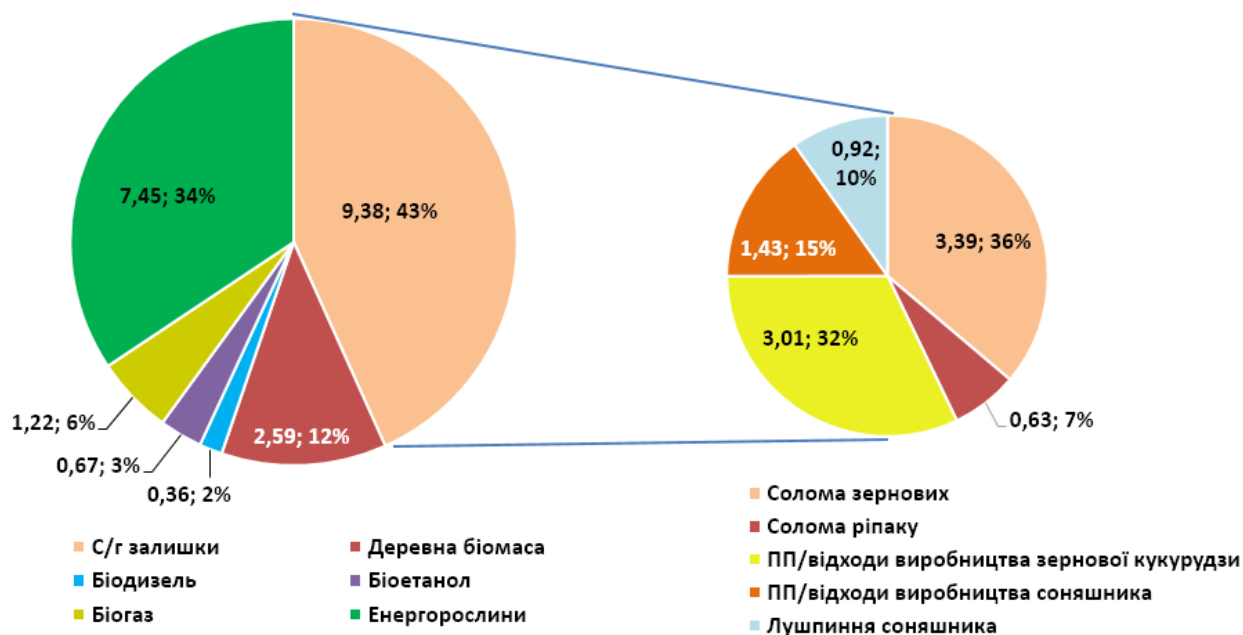


Рис. 1.32. Структура енергетичного потенціалу біомаси в Україні (2020 р.), млн т н.е. [43].

Таблиця 1.12. Енергетичний потенціал біомаси в Україні (2020 р.) [43].

Вид біомаси	Теоретичний потенціал, млн т	Потенціал, доступний для енергетики (економічний)	
		Частка теоретичного потенціалу, %	млн т н.е.
Солома зернових культур	33,1	30	3,39
Солома ріпаку	4,6	40	0,63
Побічні продукти виробництва кукурудзи на зерно (стебла, стрижні)	39,4	40	3,01
Побічні продукти виробництва соняшнику (стебла, кошики)	24,9	40	1,43
Вторинні відходи сільського господарства (лушпиння соняшнику)	2,2	100	0,92
Деревна біомаса (паливна деревина, порубкові залишки, відходи деревообробки)	6,7	95	1,57
Деревна біомаса (сухостій, деревина із захисних лісосмуг, відходи ОВБСН)	8,8	45	1,02
Біодизель (з ріпаку)	-	-	0,36
Біоетанол (з кукурудзи і цукрового буряку)	-	-	0,67
Біогаз з відходів та побічної продукції АПК	2,8 млрд м ³ СН ₄	42	0,99
Біогаз з полігонів ТПВ	0,6 млрд м ³ СН ₄	29	0,14
Біогаз зі стічних вод (промислових та комунальних)	0,4 млрд м ³ СН ₄	28	0,09
Енергетичні рослини:			
– верба, тополя, міскантус*	11,5	100	4,88
– кукурудза (на біогаз)*	3,0 млрд м ³ СН ₄	100	2,57
Всього		-	21,68

* За умови вирощування на 1 млн га незадіяних сільськогосподарських земель.

Незважаючи на певні коливання, обсяги біомаси аграрного походження в Україні майже щорічно збільшуються завдяки загальній тенденції росту виробництва та врожайності основних сільськогосподарських культур. Так, у 2019 р. в країні було зібрано рекордні за останні 20 років врожаї соняшнику, кукурудзи на зерно, деяких інших зернових культур. За період з 2000 р. енергетичний потенціал соломи зернових колосових культур, побічної продукції та відходів виробництва кукурудзи на зерно і соняшника в Україні збільшився у три рази – з 2,8 млн т н.е. у 2000 р. до 8,5 млн т н.е. у 2020 р.

Внесок деревної біомаси до енергетичного потенціалу є відносно невеликим – близько 2,6 млн т н.е./рік, або 12% загального обсягу. Цю біомасу можна умовно розділити на таку, що походить із традиційних джерел (дрова, порубкові залишки, відходи деревообробки) та із додаткових джерел (сухостій, деревина від реконструкції й відновлення полезахисних та інших захисних лісосмуг, відходи від обрізки та викорчовування фруктових садів та виноградників).

Решту складових енергетичного потенціалу біомаси в Україні (біля 10%) являють собою рідкі біопалива (біодизель, біоетанол) та біогаз, отриманий з різних видів сировини (відходів та побічної продукції АПК, промислових та комунальних стічних вод, твердих побутових відходів).

Ситуація зі споживанням біомаси для виробництва енергії та біопалив в Україні фактично є протилежною наявного потенціалу. Наразі найбільш активно використовується деревна біомаса (більше 90% економічного потенціалу), а застосування відходів та побічної продукції аграрного походження залишається на низькому рівні. Із різних видів *агробіомаси* (с/г залишки + енергорослини), для потреб енергетики України достатньо активно використовується лише лушпиння соняшника – понад 70% всього його потенціалу. Виробництво енергії/біопалив з соломи знаходиться на рівні близько 3% наявного потенціалу. Існують поодинокі приклади енергетичного використання кукурудзиння, тоді як приклади виробництва енергії зі стебел або кошиків соняшника авторам наразі невідомі. В середньому, енергетичний потенціал біомаси України використовується на ~11%.

Широкому розвитку енергетичного використання сільськогосподарських залишків перешкоджає низка бар'єрів. Серед них найбільш вагомими є відсутність у агровиробників необхідної техніки і невідпрацьованість технологій заготівлі стебел кукурудзи/соняшника, а також складність організації ланцюжка “заготівля-поставка”, загальна нерозвиненість ринку біопалива в країні (відсутність біопаливної біржі) та деякі інші.

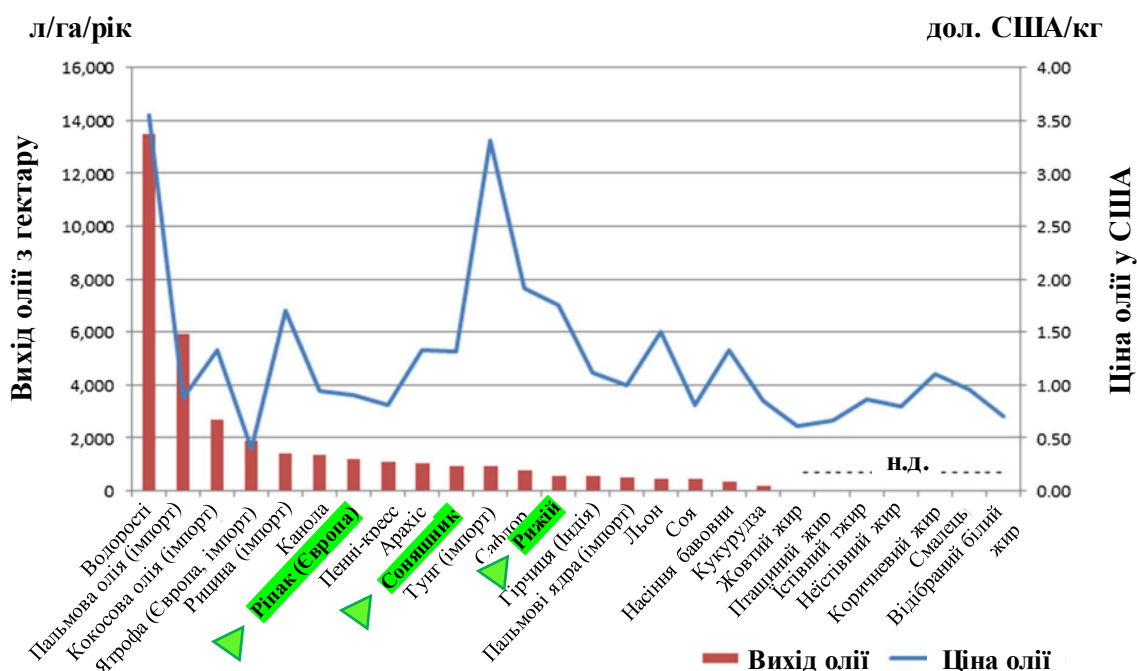
Аналіз структури споживання біомаси для енергетичних потреб свідчить про необхідність більш широкого використання біомаси аграрного походження та енергетичних рослин. Паралельно з цим треба залучати до цього процесу деревну біомасу із так званих додаткових джерел, зокрема відходи від обрізки та викорчовування багаторічних сільськогосподарських насаджень, а також біомасу від реконструкції й відновлення пожежозахисних та інших захисних лісосмуг.

Отже, аналіз поточного потенціалу біомаси в Україні свідчить про великі обсяги **лігноцелюлозної сировини** – деревної біомаси різного походження, різноманітних сільськогосподарських залишків, деревоподібних та трав'янистих енергетичних рослин. У розглянутій структурі потенціалу БМ прийнятий певний сценарій вирощування енергорослин на незадіяних (малопродуктивних) сільськогосподарських землях: верба, тополя, міскантус – на 1 млн га, кукурудза (на біогаз) – також на 1 млн га. Якщо ж змінити цей сценарій шляхом відведення, скажімо 500 тис. га під олійні енергорослини, наприклад, *рижій сійний*, *ятрофа*, *талабан* (*pennycress*), то в структурі потенціалу БМ з'явиться певний сегмент **олійної** сировини (оцінка для *рижію*):

$$\begin{aligned} &500 \text{ л/га/рік (орієнтовний вихід олії рижію з га [47])} \times 500 \text{ тис. га} = 250 \text{ млн л/рік, або} \\ &230 \text{ тис. т/рік (за густини } 0,92 \text{ кг/л [48]), або } \mathbf{247 \text{ тис. т н.е./рік}} \\ &\text{(за теплоти згорання } 45 \text{ МДж/кг [49])} \end{aligned}$$

Хоча рижій можна розглядати як харчову культуру (з насіння виготовляють рижієву олію, корисну для здоров'я), можна припустити, що його вирощування на малопродуктивних землях не створюватиме конкуренції продуктам харчування і є **сталим**. З точки зору вирощування на малопродуктивних/маргінальних/забруднених землях можна розглянути й інші харчові культури, такі як ріпак та соняшник, із виконанням відповідної оцінки життєвого циклу. Інший варіант – вирощування та використання олії нехарчової гібридної культури *тифон*, створеної у Національному ботанічному саду ім. М.М. Гришка НАН України [59] та подібних рослин.

Враховуючи такі фактори як більша площа під ріжієм (у разі вибору цієї культури), підвищення його врожайності або вирощування інших нехарчових олійних культур з більшим виходом олії з га (наприклад, для ятрофи – майже 2000 л/га/рік, для талабану (penncress) – більше 1000 л/га/рік, **рис. 1.33** [47]), можна оцінити, що потенціал олійної сировини в Україні може досягти близько **0,5** млн т н.е./рік.



Примітки: 1. Ціни вказано для місцевої сировини США, якщо не зазначено інше. 2. Ціни вказано на 2014 рік, за винятком лляної олії (останні дані USDA за 2010 р.); бурого жиру (2011 р.); сафлору і ятрофи (2013/2014 рр.); гірчиці (2015 р.); ріжю і водоростей (оцінки, отримані від моделі).

Рис. 1.33. Вихід олії з різних культур та ціни на неї [47].

Експертні оцінки Біоенергетичної асоціації України *довоєнного часу* свідчать про те, що протягом періоду до 2050 року енергетичний потенціал біомаси в Україні може зрости вдвічі і більше – до близько **47** млн т н.е./рік (**табл. 1.13**).

До основних факторів зростання енергетичного потенціалу біомаси у цей період належать:

- підвищення врожайності сільськогосподарських культур, насамперед зернових;
- істотне збільшення економічного потенціалу біогазу з різних видів сировини завдяки таким чинникам як розширення сировинної бази для виробництва біогазу через включення пожнивних решток; зростання виробництва основної продукції різними галузями промисловості; укрупнення тваринницьких підприємств; перехід від захоронення ТПВ до використання технології механіко-біологічної обробки;
- подвоєння площ під енергорослинами та збільшення їх врожайності (площа незадіяних с/г земель за даними 2009-2020 рр. оцінюється у 3-5 млн. га). Як зазначено вище, це можливий шлях до збільшення обсягу олійної сировини. В **табл. 1.13** показано лише один з можливих сценаріїв вирощування енергорослин, який може бути трансформований у бік олійних культур на площі до 1 млн га;

- зростання частки рубки річного приросту деревини в лісах;
- перехід на моторні біопалива II покоління і нові види сировини для моторних біопалив I покоління.

Таблиця 1.13. Прогноз енергетичного потенціалу біомаси в Україні у 2050 р. [43].

Вид біомаси	Теоретичний потенціал, млн т	Потенціал, доступний для енергетики (економічний)	
		Частка теоретичного потенціалу, %	млн т н.е.
Солома зернових культур*	49,2	30	5,04
Солома ріпаку	4,6	40	0,63
Побічні продукти виробництва кукурудзи на зерно (стебла, стрижні)*	58,1	40	4,45
Побічні продукти виробництва соняшнику (стебла, кошики)	24,9	40	1,43
Вторинні сільськогосподарські залишки (лушпиння соняшнику)	2,2	100	0,92
Деревна біомаса (паливна деревина, порубкові залишки, відходи деревообробки)*	12,3	96	2,88
Деревна біомаса (сухостій, деревина із захисних лісосмуг, відходи ОВБСН)	8,8	45	1,02
Біодизель (I і II покоління)*	-	-	1,10
Біоетанол (I і II покоління)*	-	-	2,33
Біогаз з відходів та побічної продукції АПК*	8,4 млрд м ³ СН ₄	83	5,92
Біогаз з ТПВ*	0,7 млрд м ³ СН ₄	70	0,42
Біогаз зі стічних вод (промислових і комунальних)*	0,4 млрд м ³ СН ₄	31	0,11
Енергетичні рослини*:			
– верба, тополя, міскантус**	34,5	100	14,65
– кукурудза (на біогаз)**	7,5 млрд м ³ СН ₄	100	6,43
Всього	-	-	47,33

* Складові потенціалу біомаси, зростання яких очікується до 2050 р. Інші складові, згідно з консервативним підходом, залишено на рівні значень потенціалу 2020 р.

** За умови вирощування на 2 млн га незадіяних сільськогосподарських земель.

З іншого боку, на майбутній потенціал біомаси в Україні впливатимуть **наслідки війни**, розпочатої Росією 24 лютого 2022 р. Наразі важко точно оцінити вплив наслідків воєнних дій на величину та структуру енергетичного потенціалу біомаси і, загалом, на особливості розвитку біоенергетики України у післявоєнні роки; для цього треба проводити окреме дослідження. Тим не менш, ґрунтуючись на експертній оцінці фахівців БАУ, можна припустити наступне [44]:

- **Агробіомаса** (с/г залишки і енергетичні рослини) залишиться основним видом енергетичного потенціалу біомаси в Україні. Для розширення використання с/г

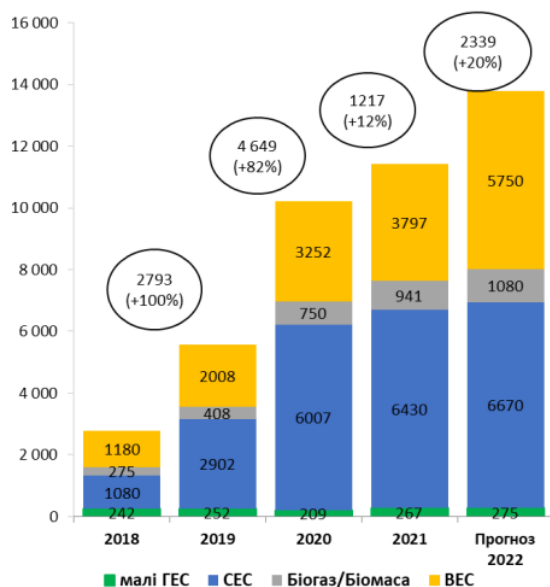
залишків необхідно відпрацьовувати технології тюкування стебел кукурудзи і соняшника.

- **Енергетичні рослини** для отримання твердого біопалива продовжать вирощуватися на незадіяних (малопродуктивних) с/г землях. Розвиток даного напрямку з точки зору вибору **типу** енергорослин (лігноцелюлозні, олійні, крохмале- та цукрововмісні) буде визначатися **стратегією післявоєнного розвитку** сектору ВДЕ і потребами країни.
- Післявоєнний період, ймовірно, буде характеризуватися високою ціною і дефіцитом мінеральних добрив, особливо азотних, які виробляються з використанням природного газу. За таких умов доцільно запровадити удобрення **дигестатом** – залишком анаеробного зброджування біомаси. Для отримання достатньої кількості дигестату необхідний відповідний обсяг сировини для зброджування, наприклад, силосу кукурудзи.
- Заради енергетичного «виживання» країни у післявоєнний період може бути допущено певне відхилення від критеріїв сталості (або тимчасова зміна цих критеріїв). Наприклад, **кукурудза на силос** як сировина для виробництва **біометану** (замінника природного газу) і отримання **дигестату** (добрива) буде вирощуватися на с/г землях.
- Активно розвиватиметься виробництво **біометану**. Для цього необхідно освоювати і впроваджувати сучасні технології його виробництва з лігноцелюлозної сировини (до 50% у загальній суміші) з використанням передового зарубіжного досвіду.
- Буде збільшуватися виробництво і споживання **рідких біопалив I і II покоління**, що є перспективним напрямком розвитку біоенергетики України. Згідно *проєкту* Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року [45], споживання рідких біопалив в країні до 2030 р. зросте до 325 тис. т н.е./рік, у тому числі біопалив II покоління – до 65 тис. т н.е./рік.

Таким чином, Україна і в перспективі матиме значний потенціал **лігноцелюлозної** біомаси, а за умови вирощування олійних енергорослин буде забезпечена певним обсягом **олійної** сировини для потенційного виробництва відповідних **рідких біопалив**.

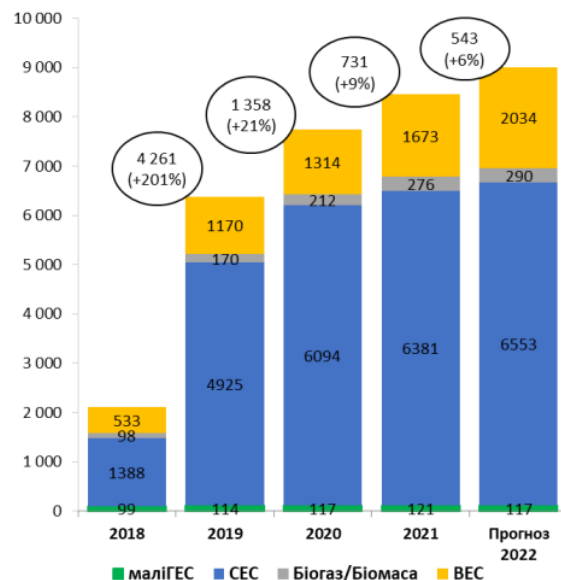
Для виробництва синтетичного палива САП PtL, запровадження використання електроенергії та водню в авіації потрібні **відновлювана електроенергія і «зелений» водень**, який також отримується із споживанням «зеленої» електроенергії.

Згідно даних НКРЕКП [50], за останні 4 роки загальна встановлена потужність малих ГЕС, СЕС (без приватних домогосподарств), ВЕС, електростанцій на біогазі/біомасі зросла у **4 рази** з 2777 МВт у 2018 р. до **11435 МВт** у 2021 р.; на 2022 р. прогнозується ріст ще на 20% (**рис. 1.34 а**). Виробництво електроенергії цими об'єктами також збільшилося у **4 рази** – з 2118 млн кВт*год у 2018 р. до **8451 млн кВт*год** у 2021 р. (**рис. 1.34 б**).



Загальна встановлена потужність (без приватних домогосподарств), МВт

а)



Відпуск електричної енергії (без приватних домогосподарств), млн кВт год

б)

Рис. 1.34. Показники об'єктів ВДЕ в електроенергетиці України у 2018-2021 рр. та прогноз на 2022 р. [50].

На кінець 2021 року загальна встановлена потужність генеруючих установок приватних домогосподарств на ВДЕ складала **1200 МВт**, а їх кількість – 44961 од. (рис. 1.35), що в 1,5 рази більше ніж у попередньому році, та в 6 разів більше 2018 року.

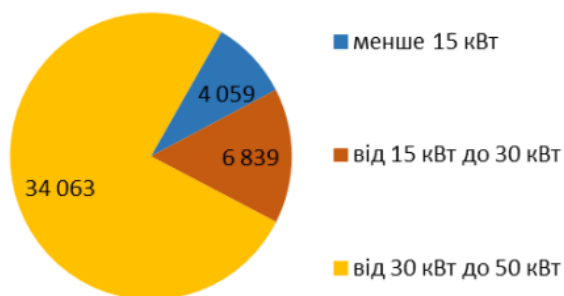


Рис. 1.35. Кількість генеруючих установок приватних домогосподарств на ВДЕ із приєднаною потужністю (2021 р.) [50].

Значна частина загального обсягу відновлюваної електроенергії виробляється великими ГЕС – близько 55% у 2019 р., ~40% у 2020 р. (рис. 1.36) [51]. Встановлена потужність всіх ГЕС (з урахуванням ГАЕС) складала 6335 МВт у 2020 р. (11,5% всієї встановленої електричної потужності), а відпуск електроенергії – 7415 млн кВт*год (5,4% загального відпуску електроенергії в країні) [52]. На початок 2022 року фактична частка ВДЕ в загальному енергобалансі електрогенерації становила **14,7%** (з ГЕС та ГАЕС) та **8%** (без ГЕС та ГАЕС) [50].

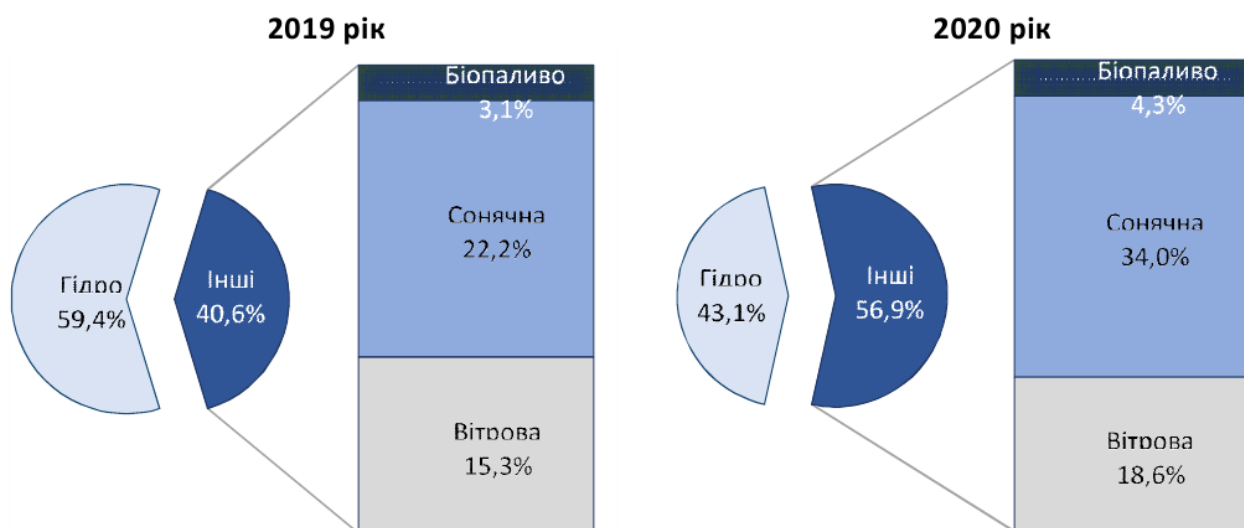


Рис. 1.36. Структура виробництва електроенергії з ВДЕ в Україні [51].

Згідно *проєкту* НПДВЕ 2030 [45], частка ВДЕ у валовому кінцевому обсягу споживання електроенергії має становити 25% у 2030 р. Це відповідає встановленій потужності 21 641 МВт і обсягу виробництва 40 241 ГВт*год у 2030 р. Очікується, що у період до 2030 р. в Україні з'являться геотермальні електростанції (з 2025 р.), офшорні ВЕС (з 2028 р.), а також запровадиться споживання біометану на генеруючих установках, що використовують природний газ (з 2025 р.).

Проект НПДВЕ 2030 [45] також містить розділ, присвячений «зеленому» водню. В ньому зазначено, що новим перспективним напрямком розвитку відновлюваної енергетики є виробництво та споживання «зеленого» водню. Інститутом відновлюваної енергетики НАНУ розраховано потенційно можливий обсяг виробництва «зеленого» водню в Україні з використанням електроенергії вітро- та фотоелектричних станцій. Загальний потенціал середньорічного виробітку «зеленого» водню складає 505 132 млн нм^3 (44 957 тис. т). Напрямок виробництва водню з використанням ВДЕ є новим не лише в Україні, а й загалом в світі. Наразі найбільш доцільним способом отримання «зеленого» водню є розщеплення води в електролізерах на водень і кисень електроенергією, виробленою з відновлюваних джерел. В умовах України перш за все йдеться про об'єкти вітрової та сонячної генерації або їх комбінації – гібридних електростанцій. Перспективним напрямком виробництва «зеленого» водню є використання біометану в якості заміни природного газу при виробництві водню шляхом парового реформінгу метану (SMR).

У березні 2021 року було представлено проєкт Дорожньої карти для виробництва та використання водню в Україні [53], а вже у грудні 2021 р. – презентовано проєкт Водневої стратегії України. У проєкті Стратегії заплановано три етапи розвитку водневої енергетики в Україні: 1-й (2022-2025 рр.) передбачає закладення фундаментальних основ для водневої енергетики та запуск експортного ринку “зеленого” водню; 2-й (2026-2030 рр.) – диверсифікацію первинних енергоносіїв за рахунок зростання обсягу виробництва водню; 3-й (2031-2050 рр.) – швидке розширення ринку, зокрема експортної складової. Фінальну версію Водневої стратегії України, яка розроблялася під егідою Міністерства енергетики, попередньо

планувалося оприлюднити навесні 2022 р. [54]. Проте бізнес уже зараз представляє водневі проекти, які можуть зацікавити вітчизняних та іноземних інвесторів [55].

1.4.3. Основні переваги та недоліки різних ААП і оцінка їх рейтингу

Основні переваги та недоліки застосування САП, електричних акумуляторів і водню в авіації для рейсів на різні відстані наведено в **табл. 1.14**. Основними перевагами САП є можливість змішування з традиційним РП і відсутність необхідності змін у паливній системі літака та інфраструктурі аеропорту. Основні недоліки – обмежене скорочення емісій інших, ніж CO₂, (NO_x, водяна пара) а для біопалив – також потенційна проблема обмеженості сировинних ресурсів у майбутньому при значному рості виробничих потужностей. Щодо електричних акумуляторів і водню, головною перевагою їх застосування є значне зменшення сукупного негативного впливу на клімат в процесі польоту ПС (викиди CO₂, NO_x, водяної пари, конденсаційний слід), а недоліком – необхідність суттєвої зміни інфраструктури аеропорту.

Таблиця 1.14. Порівняний аналіз використання САП, електроенергії та водню в авіації для рейсів на різні відстані [31].

Вид рейсів / кількість пасажирів	САП: біопалива, PtL	Електричні акумулятори	Водень
Приміські / <19	Без обмежень	Максимальна відстань – до 500-1000 км через низьку щільність акумуляторів	Без обмежень
Регіональні / 20-80			
Короткі відстані / 81-165			
Середні відстані / 166-250		Не застосовуються	При розробці принципово нової конструкції літака можливе ефективне використання на відстані > 10 тис. км
Великі відстані / > 250			
Основні переваги	Палива для змішування; не потребують змін паливної системи літака та інфраструктури аеропорту	Відсутність негативного впливу на клімат протягом польоту	Значне скорочення сукупного негативного впливу на клімат протягом польоту
Основні недоліки	Обмежене скорочення викидів інших, ніж CO ₂ (NO _x , водяна пара).	Необхідність зміни інфраструктури аеропорту через впровадження системи швидкої підзарядки або заміни акумулятора	Необхідність зміни паливної системи літака та інфраструктури аеропорту

Порівняний аналіз індивідуальних САП та інших альтернативних енергоносіїв із оцінкою їх рейтингу для умов України представлено в **табл. 1.15**. Рейтинг наведено як поточний, так і майбутній з фокусом на *середньостроковій перспективі* (до 10-15 років), що дає можливість сформувати **сумарний рейтинг** для кожного виду палива. У довгостроковій перспективі (більше 20 років) ситуація може суттєво змінитися через розвиток новітніх технологій, зміну економічних умов та інші фактори.

При визначенні рейтингу альтернативних авіаційних палив враховано наступні аспекти (табл. 1.16):

- рівень розвитку технології та її складність;
- сертифікація технології за стандартом ASTM D7566 (для САП);
- допустимий відсоток змішування з нафтовим реактивним паливом (для САП);
- ціна;
- скорочення викидів парникових газів протягом життєвого циклу;
- наявність / доступність сировинної та ресурсної бази;
- вихід реактивного палива порівняно з обсягом інших супутніх продуктів (для САП з біомаси).
- необхідність зміни паливної системи літака та інфраструктури аеропорту.

За результатами порівняльного аналізу та оцінки **найбільш перспективними для України вбачаються наступні САП:**

- Синтетичний парафіновий керосин, отриманий з гідроочищених етерів та жирних кислот (**HEFA-SPK**).
- Синтетичний парафіновий керосин, отриманий за технологією конверсії спиртів (наразі тільки етанолу) (**ATJ-SPK**).
- Синтетичний парафіновий керосин, отриманий за технологією газифікації з синтезом Фішера-Тропша (**FT-SPK**).

Таблиця 1.15. Порівняний аналіз індивідуальних сталих авіаційних палив, електроенергії та водню для використання в авіації [9, 25, 31].

Вид палива/технології	Переваги*	Недоліки*	Рейтинг палив для запровадження в Україні*
Синтетичний парафіновий керосин, отриманий з гідроочищених етерів та жирних кислот (HEFA-SPK)	• Єдина технологія, що повністю досягла комерційного рівня. • Одна з перших технологій, сертифікованих за стандартом ASTM D7566. • Високий відсоток змішування з нафтовим РП – до 50 %. • Конкурентоздатна ціна при виробництві з відходів (нижча межа діапазону): 800-1400 USD/т. • Значне скорочення викидів ПГ при використанні певних видів сировини (наприклад, водорості з відкритого ставка – 98%, топлений тваринний жир – 89%). • Є певний досвід і науково-технічні передумови для можливості успішного впровадження	• Обсяг скорочення ПГ суттєво залежить від виду сировини. • Відносно обмежені ресурси сталої (нехарчової) сировини. • Біопаливо I покоління (з харчової сировини) не вважається Єврокомісією сталим. • Конкуренція з відновлюваним дизелем, який виробляється в цьому ж процесі.	<i>Поточний:</i> Високий <i>Перспективний:</i> Вище середнього <u>Сумарний (max 10)</u> 9

Вид палива/технології	Переваги*	Недоліки*	Рейтинг палив для запровадження в Україні*
	технології в Україні (Додаток 5). • Отримуються також інші кінцеві продукти (наприклад, відновлюваний дизель), які можуть бути використані в інших сегментах сектору транспорту.		
Синтетичний парафіновий керосин, отриманий за технологією конверсії спиртів (наразі тільки ізобутанолу та етанолу) (ATJ-SPK)	- Технологія сертифікована за стандартом ASTM D7566. - Високий вихід біо-РП (до 70%) порівняно з супутніми продуктами. - Високий відсоток змішування з нафтовим РП – до 50%. - Конкурентоздатна ціна, особливо при використанні відпрацьованих промислових газів (нижча межа діапазону): 700-1400 USD/т.	Конкуренція з прямим продажом етанолу без виробництва САП.	Поточний: Середній Перспективний: Вище середнього Сумарний (тах 10): 8
Синтетичний парафіновий керосин, отриманий за технологією газифікації з синтезом Фішера-Тропша (FT-SPK)	- Технологія виробництва майже досягла комерційного рівня. - Перша технологія, сертифікована за стандартом ASTM D7566. - Високий відсоток змішування з нафтовим РП – до 50%. - Значне скорочення викидів ПГ (до 95% і більше). - Конкурентоздатна ціна при виробництві з ТПВ (нижча межа діапазону): 1000-1500 USD/т. - Нехарчова сировина. - Не потрібний водень. - Рідина Ф-Т в обсязі до 5% об'ємних може використовуватися для сумісної переробки з нафтопродуктами.	- Високі капітальні витрати, зокрема через необхідність складної системи очищення синтез-газу перед синтезом Ф-Т. - Високі операційні витрати для певних видів газифікаторів (наприклад, плазмових). - В цілому складна технологія з відсутністю відповідного досвіду в Україні.	Поточний: Середній Перспективний: Вище середнього Сумарний (тах 10): 7
Синтетичний парафіновий керосин з ароматичними складовими, отриманий за технологією газифікації з синтезом Фішера-Тропша	Технологія сертифікована за стандартом ASTM D7566.	Високі капітальні витрати, у т.ч. через необхідність складної системи очищення	Поточний: Середній Перспективний: Вище середнього Сумарний (тах 10):

Вид палива/технології	Переваги*	Недоліки*	Рейтинг палив для запровадження в Україні*
(FT-SPK/A)	- Високий відсоток змішування з нафтовим РП – до 50%. - Нехарчова сировина. - Містить ароматичні складові на відміну від більшості інших САП.	синтез-газу перед синтезом Ф-Т. - Високі операційні витрати для певних видів газифікаторів (наприклад, плазмових). - В цілому складна технологія з відсутністю відповідного досвіду в Україні.	7
Синтетичний керосин, отриманий каталітичним гідротермолізом (CH-SK, або CHJ)	- Технологія сертифікована за стандартом ASTM D7566. - Високий відсоток змішування з нафтовим РП – до 50%. - Порівняно з технологією HEFA, потребує на 25% менше водню. - Містить ароматичні складові на відміну від більшості інших САП.	- Відносно обмежені ресурси сталої (нехарчової) сировини. - Біопаливо I покоління (з харчової сировини) не вважається Єврокомісією сталим.	Поточний: Середній Перспективний: Середній <u>Сумарний (max 10):</u> 6
Синтетичний парафіновий керосин, отриманий з гідроочищених естерів та жирних кислот з попередньою обробкою вуглеводневої сировини (HC-HEFA-SPK)	- Технологія сертифікована за стандартом ASTM D7566 (сировина – мікрководорості). - Стала сировина (мікрководорості).	Низький відсоток змішування з традиційним РП – до 10%.	Поточний: Нижче середнього Перспективний: Середній <u>Сумарний (max 10):</u> 6
Паливо, отримане шляхом сумісної гідро-обробки естерів та жирних кислот при традиційній переробці нафти	- Технологія сертифікована за стандартом ASTM D7566. - Можливість інкорпорації в роботу існуючого НПЗ.	Обмежена частка відновлюваної речовини для сумісної обробки (до 5% об'ємних). Як результат – низька ступінь відновлюваності отриманого РП.	Поточний: Нижче середнього Перспективний: Середній <u>Сумарний (max 10):</u> 5
Паливо, отримане шляхом сумісної гідро-обробки вуглеводнів Фішера-Тропша при традиційній переробці нафти	- Технологія сертифікована за стандартом ASTM D7566. - Можливість інкорпорації в роботу існуючого НПЗ. - Відсутність в Україні досвіду отримання рідини Фішера-Тропша.	Обмежена частка відновлюваної речовини для сумісної обробки (до 5% об'ємних). Як результат – низька ступінь відновлюваності отриманого РП.	Поточний: Низький Перспективний: Середній <u>Сумарний (max 10):</u> 5
Гідроочищене деполімерізоване целюлозне реактивне паливо (HDCJ) (Виробництво ґрунтується на технологіях піролізу	- Велика сировинна база (лігноцелюлозна сировина) для впровадження технології в Україні. - Є досвід реалізації технології піролізу біомаси в Україні.	- Технологія ще не досягла демонстраційного рівня. - Технологія не сертифікована за стандартом ASTM D7566. За оцінками експертів,	Поточний: Низький Перспективний: Середній <u>Сумарний (max 10):</u> 4

Вид палива/технології	Переваги*	Недоліки*	Рейтинг палив для запровадження в Україні*
або гідротермічного зрідження біомаси)	• Можливість отримання біо-РП за конкурентоздатною вартістю після досягнення технологією комерційного рівня. • Можливість переробки гідротермічним зрідженням широкого спектру дешевої вологої сировини (наприклад, стічні води, гній, відходи харчової промисловості).	сертифікація можлива після 2030 р. • Невисокий вихід біо-РП (до 30%) порівняно з супутніми продуктами.	
Синтетичне паливо, отримане за технологією перетворення електроенергії у рідину (PtL)	• Потенційна можливість отримання дуже низьковуглецевого палива із скороченням емісії ПГ до 70% і вище при використанні «зеленої» е/е. • Відсутність обмеження щодо сировинної бази (біомаса як сировина не потрібна). • РП, вироблене шляхом синтезу Ф-Т, сертифіковано стандартом ASTM D7566, тобто має прямий доступ до ринку. • При використанні синтезу Ф-Т не потрібна значна очистка синтез-газу, оскільки він є відносно чистим.	• Технологія ще не повністю досягла демонстраційного рівня. • Висока вартість виробництва (~ 4200 USD/т) порівняно з іншими САП. • Можлива конкуренція з іншими напрямками використання відновлюваної е/е (наприклад, для електромобілів або для отримання «зеленого» водню). • Опція синтезу вуглеводнів з проміжним продуктом метанолом ще не сертифікована. • В цілому складна технологія з відсутністю відповідного досвіду в Україні.	Поточний: Низький Перспективний: Середній <u>Сумарний (max 10):</u> 4
Водень	• Практично 100% скорочення емісії CO₂ (у випадку «зеленого» водню). • Скорочення емісії NO_x на 50% при спалюванні у ГТД замість традиційного РП. • Значне зменшення «сукупного» впливу (всі викиди та пов'язані з ними ефекти) на клімат – 50-75% при спалюванні водню у ГТД, 75-90% – при використанні водневих ПЕ.	• Наразі обмежені виробничі потужності водню у світі. • Висока ціна «зеленого» водню: ~ 2700 USD/т керосину (для порівняння з САП). • Об'єм водню, навіть у рідкому стані, у 4 рази більше, ніж РП з таким же вмістом енергії. • Наявність невирішених технічних проблем (зберігання рідкого водню в паливній системі літака;	Поточний: Нижче середнього Перспективний: Вище середнього <u>Сумарний (max 10):</u> 4

Вид палива/технології	Переваги*	Недоліки*	Рейтинг палив для запровадження в Україні*
	Вага водню у 3 рази менше, ніж РП з таким же вмістом енергії.	ефективність водневих ПЕ та ін.). - Необхідність реконструкції паливної системи літака. - Необхідність суттєвих змін інфраструктури аеропорту. - Необхідність вирішення серйозних питань безпеки (зберігання водню, заправка літака та ін.).	
Синтетичні ізопарафіни, отримані з гідроочищених ферментованих цукрів (HFS-SIP)	Технологія сертифікована за стандартом ASTM D7566.	- Низький відсоток змішування з традиційним РП – до 10%. - Біопаливо потенційно дорожче, ніж інші САП (через низький вихід кінцевого продукту).	Поточний: Низький Перспективний: Низький <u>Сумарний (тах 10):</u> 3
Електроенергія	- Значне скорочення емісії парникових газів – до 95% при використанні «зеленої» електроенергії. - Прогнозоване зменшення експлуатаційних витрат, витрат на технічне обслуговування літаків, а також на навчання пілотів. - Зменшення рівня шуму. - Можливість гібридних літаків (електромотор+ ДВЗ), що підвищує загальну ефективність і надійність.	- Початкова стадія розвитку та демонстрації. - Наявність ще невирішених технічних проблем (наприклад, обмежена потужність зарядних станцій та акумуляторів), що обмежує сферу застосування короткими рейсами. - Необхідність реконструкції інфраструктури аеропорту.	Поточний: Низький Перспективний: Нижче середнього <u>Сумарний (тах 10):</u> 2

* *Переваги і недоліки для умов України, а також рейтинг окремих САП, водню та електроенергії – оцінка авторів звіту.*

Таблиця 1.16. Порівняний аналіз та рейтинг САП, електроенергії та водню для використання в авіації (резюме).

Паливо	Критерії оцінки палив (технологій)							Рейтинг (максимум 10)
	Досягнення комерційного рівня / досвід в Україні	Сертифі- кація	% змішування з нафтовим РП / Вихід РП порівняно з супутніми продуктами	Конкурен- тоздатність за вартістю	Достатньо високе скорочен- ня емісії П	Наявність / доступність сталості сировинної та ресурсної бази	Відсутність змін у паливній системі літака та інфраструк- турі аеропорту	
Синтетичний парафіновий керосин (СПК), отриманий з гідроочищених естерів та жирних кислот (HEFA-SPK)	+ / +	+	+ / ±	+	±	±	+	9
СПК: конверсія спиртів (ATJ-SPK)	- / -	+	+ / +	+	+	+	+	8
СПК, отриманий за технологією газифікації з синтезом Ф-Т (FT-SPK)	± / -	+	+ / ±	+	+	+	+	7
СПК з ароматичними складовими, отриманий за технологією газифікації з синтезом Ф-Т (FT-SPK/A)	- / -	+	+ / ±	-	+	+	+	7
Синтетичний керосин: каталітичний гідротермоліз (CH-SK , або CHJ)	- / -	+	+ / -	-	-	-	+	6
СПК, отриманий з гідроочищених естерів та жирних кислот з попередньою обробкою вуглеводневої сировини (HC-HEFA-SPK)	- / -	+	- / -	-	-	+	+	6
Паливо, отримане сумісною гідрооб- робкою естерів та жирних кислот при традиційній переробці нафти	- / -	+	-	-	-	±	+	5
Паливо: сумісна гідрообробка вуглеводнів Ф-Т при традиційній переробці нафти	- / -	+	-	-	-	+	+	5
Гідроочищене деполімерізоване целюлозне реактивне паливо (HDCJ)	- / ±	-	-	+	+	+	+	4
Синтетичне паливо: перетворення електроенергії у рідину (PtL)	- / -	±		-	+	±	+	4
Водень	- / -	-		-	+	±	-	4
Синтетичні ізопарафіни з гідроочищених ферментованих цукрів (HFS-SIP)	- / -	+	- / +	-	-	+	-	3
Електроенергія	- / -	-		±	+	±	-	2

2. Альтернативні палива в секторі водного транспорту

2.1. Аналіз поточного стану та перспектив використання альтернативних палив для водного транспорту

З огляду на глобальний курс на декарбонізацію економіки, сектор водного транспорту готується до переходу на нові технології та енергоносії, що матиме значний вплив на витрати, вартість активів та прибутковість. Судновласники вже відчують збільшення тиску щодо скорочення викидів парникових газів від їхньої діяльності. У найближче десятиліття декарбонізацію в судноплаванні підштовхуватимуть три основні ключові чинники: правила та політики, доступ до інвесторів і капіталу, а також очікування вантажовласників і споживачів [62].

Міжнародна морська організація (ІМО) розробляє політики щодо скорочення викидів парникових газів для міжнародного судноплавства. Перші регулювання, зокрема, індекс енергоефективності існуючого судна (ЕЕХІ) та індикатор інтенсивності вуглецю (СП) набудуть чинності з 1 січня 2023 р. Одна з цілей цієї діяльності – до 2030 року домогтися зниження викидів вуглецю на 40% порівняно з рівнем 2008 року. Метою є скорочення викидів ПГ за рахунок підвищення енергоефективності суден, а також впровадження нових технологій та палива з низьким або нульовим вмістом вуглецю. Очікується, що ці документи матимуть значний вплив на конструкцію та експлуатацію всіх суден. Хоча всі судна повинні відповідати мінімальним вимогам ІМО, комерційний тиск може підштовхнути судновласників до досягнення лідируючої позиції в області декарбонізації, оскільки очікується, що судноплавні компанії, що працюють із поганими показниками, будуть менш привабливими на ринку перевезень, а також матимуть проблеми з отриманням доступу до капіталу.

Доступні заходи щодо зменшення викидів парникових газів варіюються від легко досяжних операційних заходів до капіталомістких технічних рішень. Нові судна матимуть більше доступних опцій, ніж кораблі, які експлуатуються. На **рис. 2.1** представлені доступні технології декарбонізації судноплавства, із яких найбільший потенціал скорочення викидів ПГ у використанні альтернативних палив та відновлюваної енергії.



Рис. 2.1. Доступні технології для декарбонізації судноплавства та їх потенціал скорочення викидів ПГ [62].

Усі альтернативні види палива для водного транспорту стикаються з труднощами та перешкодами для їхнього використання, хоча складність подолання цих бар'єрів буде різною для різних видів палива. Типові ключові бар'єри включають високу вартість необхідних машин і обладнання, систем для зберігання палива на борту суден, необхідність у додатковому просторі для зберігання, низьку технічну зрілість, високу ціну на паливо, обмежену доступність палива, відсутність глобальної інфраструктури бункерування та питання безпеки, зокрема, властивостей пожежовибухонебезпечності палив. На червень 2021 р. лише 0,5% суден у світі використовували альтернативні палива, але при цьому у 2021 р. 11,84% замовлень були на судна на альтернативному паливі, зокрема, 6,1% замовлень на СПГ, 3,85% на електричних акумуляторних батареях, 1,51% на ЗНГ, 0,3% на метанолі, 0,06% на водні та 0,02% на аміаку [62].

За даними Міжнародного сертифікаційного і класифікаційного товариства DNV у водному транспорті найбільш поширеним способом зменшення викидів у атмосферу (рис. 2.2) є застосування скруберів (4845 суден), 1835 суден можуть використовувати альтернативна палива, зокрема, 811 суден на СПГ, 229 готові працювати на СПГ, 627 на електричних батареях, 104 на ЗНГ, 56 на метанолі та 8 на водні. Аналіз розподілу суден за типами свідчить, що для великих потужних суден (танкери, контейнеровози, круїзні судна, балкери, тощо) застосовуються скрубери та СПГ. Метанол використовується на контейнеровозах та танкерах для перевезення хімічних речовин, ЗНГ застосовується як паливо тільки на газових танкерах. Електричні батареї знайшли використання для поромів та перевезеннях на малі відстані.

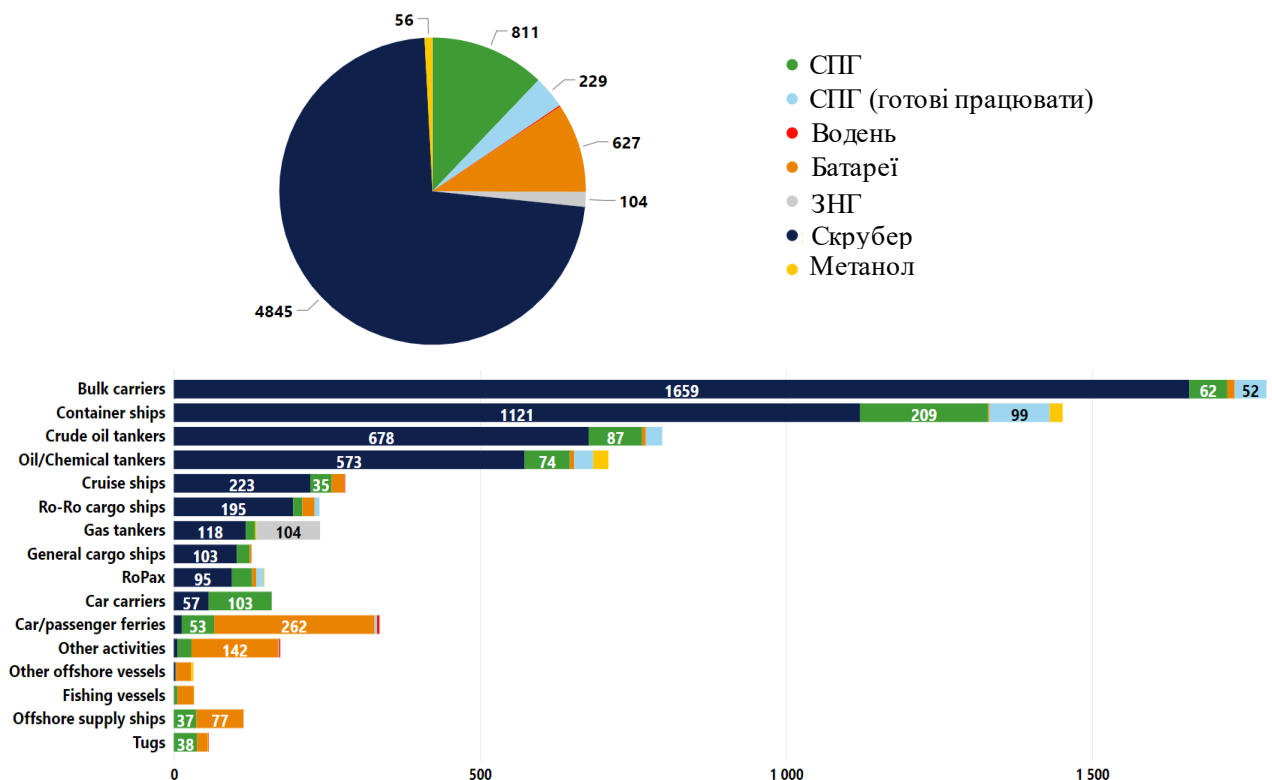


Рис. 2.2. Кількість суден у експлуатації та замовленні за видами альтернативних палив і використанням скруберів та їх розподіл за типами (<https://afi.dnv.com/Statistics>)

Усі судна, які з 2020 року працюють на паливі з високим вмістом сірки, повинні для очищення вихлопних газів використовувати скрубери або інші технології. Технологія скруберів доступна на ринку. Залежно від розміру двигуна, **інвестиційні витрати для скруберів становлять у діапазоні від 650 дол. США/кВт (двигун потужністю 5000 кВт) до 150-100 дол. США за кіловат (двигуни 40 МВт і більше). Експлуатаційні витрати скруберів** складаються з витрат на технічне обслуговування та споживання енергії. Відповідно до ІМО МЕРС 70/5/3, вони становлять приблизно **0,7% загальних витрат на паливо (судна з потужністю на валу понад 25 МВт) [63].**

Нині судна вже можуть працювати на таких альтернативних видах палива, як скраплений природний газ (СПГ), зріджений нафтовий газ (ЗНГ), метанол та біопаливо. Крім цього тривають випробування аміаку і водню. За своїми хімічними та фізичними характеристиками альтернативні види палива суттєво відрізняються від традиційних палив для водного транспорту (**табл. 2.1**). Особливу небезпечними є властивості, пов'язані з ризиком пожеж та вибухів.

Таблиця 2.1. Характеристики різних палив для водного транспорту.

Характеристики	Дизельне паливо [64]	СПГ [64]	Метан [64]	Метанол [64]	ЗНГ ^d [65]	Водень [65]
Молекулярна формула	$C_nH_{1,8n};$ C_8-C_{20}	$C_nH_m;$ 90-99% CH_4	CH_4	CH_3OH	C_3H_8 та C_4H_{10}	H_2
Вміст вуглецю, мас. %	86,88	≈75	74,84	37,49		
Густина при 16 ⁰ C, кг/м ³	833 до 881	431 до 464 ^a	422,5 ^a	794,6	505	0,08
Температура кипіння при 101,3 кПа, ⁰ C ^b	163 до 399	-160 (-161)	-161,5	64,5	-42	-253
Нижча теплотворна здатність, МДж/кг	42,5	49	50	20	47	120
Нижча теплотворна здатність, ГДж/м ³	35	22		16		
Температура самозаймання, ⁰ C	257	580	537	464	457	585
Температура спалаху, ⁰ C ^c	52 до 96	-136		11	-60	
Цетанове число	>40	0		5		
Межі займистості, об. % у повітрі	1,0 до 5,0	4,2 до 16,0	1,4 до 7,6	6,72 до 36,5	2,1 до 9,6	4 до 59
Розчинність у воді	Ні		Ні	Повна		
Вміст сірки, %	Змінюється, <0,5 або <0,1	< 0,06	0	0		
Примітки: ^a для метану/СПГ при температурі кипіння; ^b для перерахунку кПа у psi використовується множення на 0,145; ^c найнижча температура, при якій паливо може випаровуватися з утворенням горючої суміші на повітрі; ^d на основі середнього складу.						

Сучасний водний транспорт в основному використовує традиційні палива. Так у 2020 р. за даними ІМО у світі судна з валовим тоннажем від 5000 т спожили 203,1 млн т

різних палив, з яких 101,3 млн т мазуту (HFO), 64,2 млн т легкого мазуту (LFO), 25,5 млн т суднового дизельного палива / газойлю (MDO / MGO), 12 млн т СПГ, 77,6 тис. т метанолу, 16,6 тис. т ЗНГ пропану, 1,5 тис. т ЗНГ бутану та 92,8 тис. т інших палив [66]. Слід відзначити, що мазут із вмістом сірки 3,5% зараз найдешевше паливо для водного транспорту (рис. 2.3), тоді як ціна ЗНГ та палива з дуже низьким вмістом сірки дорожче приблизно на 1/3 і становить близько 750 дол. США/т еквіваленту морського газойлю (MGO). Ціна СПГ стрімко зросла з 2021 р. і зараз складає близько 1500 дол. США/т еквіваленту MGO. Але, як видно з графіків ціни на палива суттєво коливаються, й існуюча ситуація може змінитися.

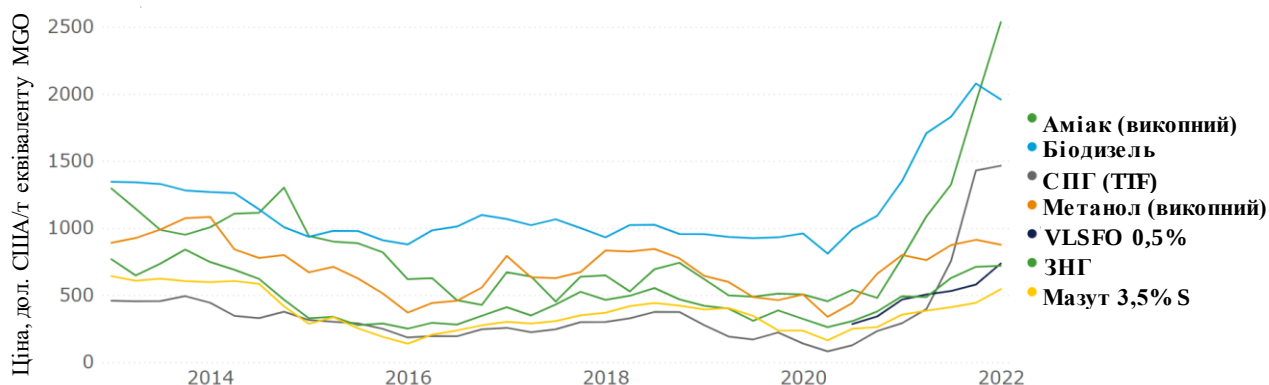


Рис. 2.3. Графіки коливання цін на палива для водного транспорту
(<https://afi.dnv.com/Statistics?repId=4>)

Наявність і доступність інфраструктури для постачання палив, їх зберігання та бункерування – важливий аспект для розвитку ринку альтернативних палив для водного транспорту. У багатьох портах вже є діючі термінали СПГ, метанолу та аміаку, які можна модернізувати для бункерування суден. Крім цього, будуються нові термінали. В Україні є діючий аміачний термінал у порту Південний із обсягом зберігання 120 тис. т (рис. 2.4), який може використовуватися і для перевантаження суден або барж із аміаком. Інформація щодо можливості прямого бункерування суден відсутня. Поблизу у Румунії наявний метанольний термінал у порту Констанца із обсягом зберігання понад 50 тис. т. У Болгарії у порту Русе на р. Дунай будується термінал СПГ для бункерування суден внутрішньої навігації із обсягом зберігання 1 тис. м³, що є частиною генерального плану СПГ для магістралі Рейн-Майн-Дунай.

Для переведення енергетичних установок суден на деякі альтернативні види палив, такі як, СПГ, метанол та аміак, необхідно провести складну і дорогу модернізацію двигунів, їх паливної системи, встановити додаткові резервуари для палива, тощо. Виходячи з сучасних технологій, слід розрізняти судноплавство на короткі відстані та глибоководні довгі маршрути щодо застосовності та бар'єрів для різних видів палива. Глибоководні великі і потужні судна мають менше можливостей для вибору палив у порівнянні з сегментом перевезень на короткі відстані за постійними маршрутами, де можуть застосовуватися й малопоширені технології і палива, виготовлені з місцевої сировини, зокрема, біомаси.



Позначення

- – об'єкти в експлуатації
- – об'єкти, про будівництво яких прийнято рішення.
- LNG – скраплений природний газ (СПГ);
- Am – аміак; Me – метанол.

Рис. 2.4. Інфраструктура бункерування альтернативними паливами у Чорному морі
(<https://afi.dnv.com/Map>)

Для оцінки викидів CO_2 від різних видів палив водного транспорту ІМО використовує коефіцієнт утворення вуглецю (C_F), який показує скільки г CO_2 утворюються при використанні 1 г відповідного типу палива. У **табл. 2.2** наведено значення C_F для вибраних палив. Коефіцієнти викидів для мазуту з низьким вмістом сірки приймаються такі ж самі, як і для звичайного мазуту (HFO).

Таблиця 2.2. Значення коефіцієнту утворення вуглецю різних палив для водного транспорту з бази даних ІМО [66].

Тип палива	Коефіцієнт утворення вуглецю (C_F)
Дизельне паливо / Газойль	3,206
Легкий мазут (LFO)	3,151
Мазут (HFO)	3,114
Зріджений нафтовий газ (LPG) – Пропан	3,000
Зріджений нафтовий газ (LPG) – Бутан	3,030
Скраплений природний газ (LNG)	2,750
Метанол	1,375
Етанол	1,913

Розглянемо більш детально технології виробництва та використання найбільш перспективних видів альтернативних видів палива для водного транспорту.

2.2. Скраплений природний газ

В останні роки серед альтернативних видів палива для водного транспорту найбільше розповсюдження отримав скраплений природний газ, який представляє собою природний газ очищений та переведений у рідкий стан за рахунок охолодження до температури -162°C . СПГ займає близько 1/600 об'єму природного газу в газоподібному стані (за стандартних умов) і складається переважно з метану (CH_4) та з деякою кількістю етану (C_2H_6). Основні фізико-хімічні властивості СПГ наведені у табл. 2.1.

СПГ використовується як дієвий спосіб для дотримання обмежень у районах контролю викидів (ЕСА) на існуючих суднах і планується для нових суден (табл. 2.3). Ключовою екологічною перевагою СПГ є скорочення викидів SO_x , РМ, NO_x та CO_2 порівняно із традиційними нафтопродуктами. Використання СПГ вважається найбільш прийнятним заходом у найближчій та середній перспективі через наявні технології двигунів і систем, нормативно-правові акти, досвід експлуатації, вартість палива та доступність природного газу в усьому світі [67].

Таблиця 2.3. Порівняння трьох способів скорочення викидів забруднюючих речовин у атмосферу від роботи суднових двигунів в умовах обмежень ЕСА [67].

Спосіб	Переваги	Недоліки	Проблеми/запитання
Дизельне паливо з низьким вмістом сірки	– Простий, технічно зрілий спосіб, низькі CAPEX – Зменшення SO_x і РМ – Глобальна доступність – Дієздатність підтверджена	– Дороге паливо – Проблеми з переключенням палив – Потрібно для NO_x використовувати селективне каталітичне відновлення (SCR) або рециркуляція вихлопних газів (EGR)	– Глобальна доступність – Якість палива – Високі ціни у майбутньому?
Мазут + скруббер	– Низька вартість мазуту (HFO) – Нижчі CAPEX, ніж СПГ – Простіше перетворення – Зрілість технології – Глобальна доступність	– Необхідний простір для встановлення – Утилізація відходів, витратні матеріали (закриті/гібридні) – Складність технічного обслуговування – Потрібно для NO_x використовувати SCR або EGR	– Затвердження прапора – Надійність / корозійність – Залежність від навантаження – Сумісність із резервуванням SCR
СПГ	– Низька вартість природного газу – Зрілість технології – Скорочення SO_x , РМ, NO_x , CO_2 – Нижчий CAPEX для меншого судна, ніж у скрубера – Екологічний профіль	– Вартість двигуна, паливної системи та резервуарів – Простір для резервуару СПГ – Дальність ходу на газі може бути обмежена – Нестача інфраструктури бункерування СПГ – Ризики та проблеми безпеки – Деякі нормативні акти ще розробляються	– Затвердження прапора – Ціни на СПГ – Глобальна доступність бункерування – Стандарти якості палива СПГ – Викиди ПГ (витоки/емісії метану)

Ланцюг постачання СПГ складається із трьох основних етапів (рис. 2.5):

1. **Upstream** включає видобуток природного газу, його первинне транспортування, зрідження та перевезення до терміналу СПГ;
2. **Midstream** охоплює інфраструктуру бункерування СПГ, що може використовувати склади із резервуарів, систему трубопроводів, судно-бункерувальник (фідер) СПГ, бункерувальну баржу та вантажівку з резервуаром СПГ;
3. **Downstream** передбачає використання СПГ на судах на морських та внутрішніх водних шляхах.

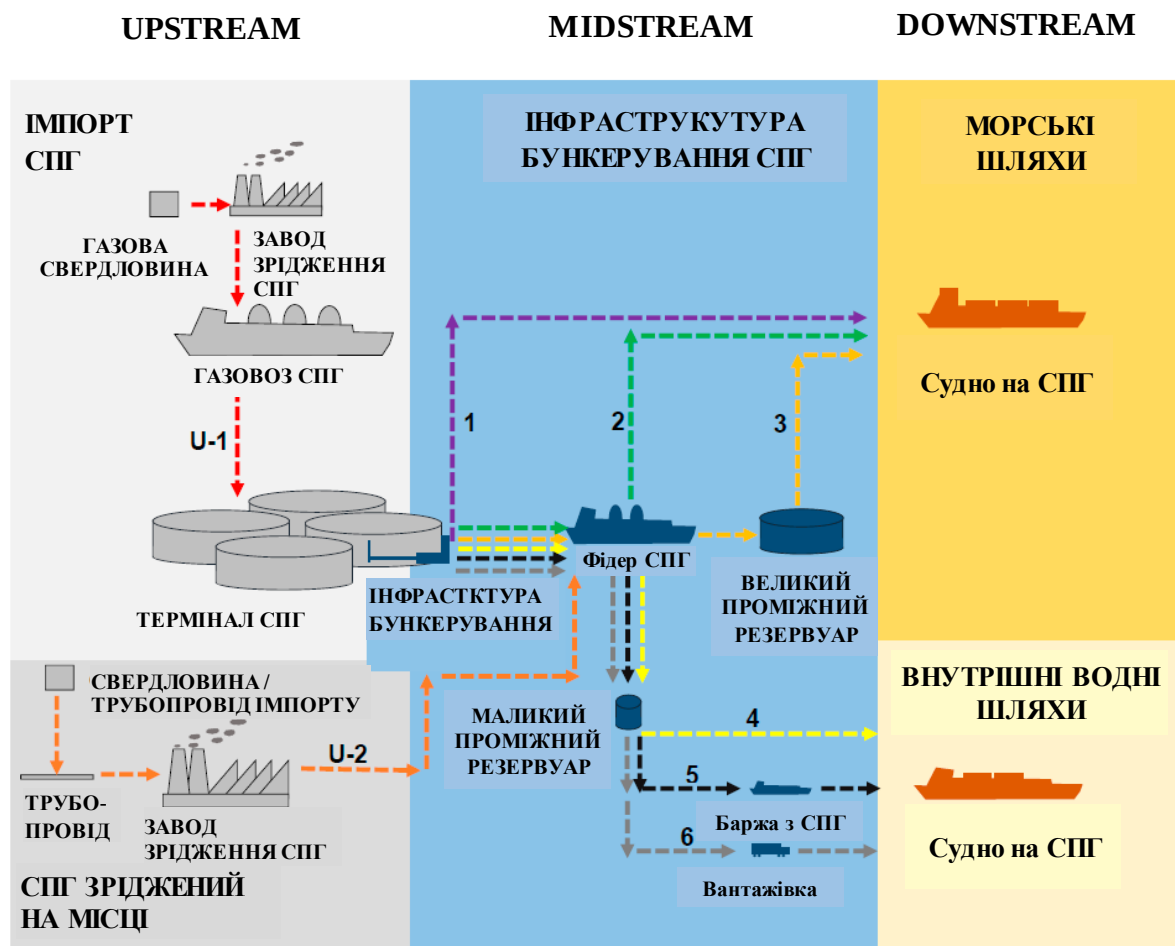


Рис. 2.5. Найімовірніші шляхи бункерування СПГ для морських та внутрішніх водних шляхів [68].

На етапі upstream здійснюється видобуток природного газу або приймання імпортного природного газу, який потім транспортується трубопроводом до заводу зрідження СПГ. Перед зрідженням природний газ проходить попередню обробку для видалення пилу та шлаку (вода і конденсат), що видаляються разом із сірководнем (H_2S) і ртуттю (Hg). Ці забруднюючі речовини можуть викликати корозію та проблеми із замерзанням, особливо в алюмінієвих теплообмінниках. Потім видаляється кислотний газ, зокрема і CO_2 , та відбувається зневоднення, для того щоб під час зрідження не утворювався лід. Далі здійснюється розділення та зрідження важких вуглеводнів (C_5+). Після

попереднього охолодження природний газ проходить через трубчастий контур головного кріогенного теплообмінника, де він зріджується і охолоджується до температури від -150°C до -162°C та подається для резервуару. Кожен резервуар ізолюваний, щоб підтримувати температуру СПГ близько -160°C , і має складні автоматичні системи захисту для контролю рівня, тиску, температури та будь-якого потенційного витіку. СПГ транспортують у спеціальних двокорпусних суднах газозовозах. Резервуари СПГ газозовозів використовують кріогенні матеріали, які ізолювані, щоб зменшити википання вантажу до менше ніж 0,15% на день. СПГ розвантажується з причалу в резервуари терміналу, що займає приблизно 14-16 годин. Протягом усього цього процесу СПГ залишається при температурі -160°C [72].

Для використання СПГ необхідно побудувати midstream інфраструктуру – спеціалізовані термінали, які забезпечують приймання, зберігання та бункерування. Термінали СПГ потребують значних інвестицій. Коли термінали будуть побудовані, вони обслуговуватимуть велику кількість споживачів у промисловості та інфраструктурі, а також у судноплавстві. **Інвестиції у термінал СПГ, наприклад, побудований у Нінесхамні, Швеція, з ємністю сховища 20 тис. м³ становлять близько 50 мільйонів євро [64].**

Виділяють три основні варіанти бункерування судна, що працює на СПГ [67]:

1. Постачання з автоцистерни – переміщення з вантажівки на судно (Truck to Ship transfer – TTS);
2. Постачання з бункерного судна – з судна на судно (Ships to Ship – STS);
3. Постачання береговим резервуаром і трубопроводом – береговий резервуар до судна (Shore Tank to Ship – TPS).

Крім цих варіантів бункерування для постачання СПГ також можна використовувати стандартизовані контейнери. Ці контейнери можуть бути доставлені безпосередньо на судно. Компанія «Контейнери України» пропонує в Україні 20 футовий кріогенний танк контейнер T75 для СПГ об'ємом до 26 м³ вартістю від 3105 тис. грн (**рис. 2.6**)



Рис. 2.6. 20-футовий кріогенний танк контейнер T75 для СПГ
(<https://containers.ua/products/tank-konteyner-t50-dlya-szhizhennyih-gazov/>)

Вантажівка з автоцистерною може перевозити приблизно до 22 т СПГ залежно від місткості цистерни, національних транспортних правил, дорожньої інфраструктури та стандарту доріг, які будуть використовуватися. Якщо судна, що бункеруються, потребують великої кількості (>50 т СПГ), тоді більш доцільно використовувати інші варіанти бункерування. **Вартість автозаправника СПГ становить 650 тис. дол. США [67]. Інвестиції в судно-бункерувальник складають близько 30 млн євро [64].**

Судна на СПГ експлуатуються з 2000 р. З 1 січня 2017 року набув чинності Кодекс ІМО IGF для СПГ і стисненого природного газу, встановивши міжнародну нормативну основу для проектування та будівництва суден, що працюють на СПГ. Нині технологія використання СПГ як суднового палива вже відпрацьована. Комерційно доступні поршневі двигуни та газові турбіни, декілька типів резервуарів для зберігання СПГ, а також інше технологічне обладнання. На судах для СПГ використовують поршневі двигуни на чистому газі та двопаливні поршневі двигуни, які можуть працювати на газовому паливі або судновому паливі або на деяких комбінаціях газу з судновим паливом. У газовому двигуні робоча суміш з природного газу запалюється свічкою запалювання, а у двопаливних двигунах – шляхом використання допоміжної порції суднового палива. Слід відзначити, що для СПГ потрібні паливні резервуари більшого об'єму ніж для традиційних суднових палив, а їх розташування дуже важливий аспект з точки зору безпеки. Враховуючи також специфічні вимоги пов'язані із криогенними температурами резервуари СПГ потребують значних капітальних витрат на оснащення суден. Резолюція ІМО MSC 285(86) вимагає повністю резервованої системи паливоподачі. Для однопаливних установок (тільки газ) місце для зберігання палива має бути розділене між двома або більше резервуарами приблизно однакового розміру. Двопаливні двигуни можуть використовувати один газовий резервуар і використовувати рідке паливо в якості резерву. **Модернізація судна з переведенням на використання палива СПГ складає близько 1000 євро/кВт [64].**

Для впровадження СПГ на водному транспорті економічна доцільність є ключовим фактором, особливо у регіонах з меншими екологічними обмеженнями поза зоною ЕСА. Для перетворення природного газу у СПГ необхідні витрати коштів та енергії, але транспортування скрапленого газу судами газовозами дає більшу гнучкість, ніж використання газопроводів. Ціни на СПГ у регіонах світу різні і суттєво коливаються (див. **рис. 2.3**). Для споживання також потрібно інвестувати у інфраструктуру приймання, зберігання, бункерування та оснащення суден, яка наведена у **табл. 2.4**. Операційні витрати у таку інфраструктуру складають 26,82 дол. США/т СПГ.

Основні аспекти безпеки використання СПГ як палива наступні [67]:

- пожежо- та вибухонебезпека:
 - межі займистості у повітрі від 5% до 15%;
 - природний газ не має запаху та кольору;
- низька температура скрапленого газу / холодних струменів зі стисненого природного газу – СПГ -163°C:
 - СПГ у рідкому стані або холодний газ може спричинити серйозні травми від охолодження;
 - звичайна корабельна сталь буде дуже крихкою і може зламатися під впливом СПГ.
- газовий резервуар має значний вміст енергії:

- захист з борту і дна (зіткнення та посадка на мілину);
- захист від зовнішнього вогню та BLE VE (вибух киплячої рідини, що розширюється);
- захист від механічного впливу.

Таблиця 2.4. Оцінка вартості компонентів інфраструктури бункрування СПГ [71].

Найменування компоненту	Вартість одиниці, млн. дол. США	Операційні витрати, дол. США/т	Річна потужність, млн. т/рік
Трубопровід (1 км)	0,6	0,1	0,90
Плата за видобуток	—	2,48	—
Резервуар СПГ (50 тис. м ³)	120	18,7	0,91
Резервуар СПГ (700 м ³)	9	0,2	0,01
Судно фідер СПГ (10 тис. м ³)	60,7	2,7	1,84
Судно бункрувальник СПГ	41,9	2,2	0,60
Вангажівка 50 м ³	0,22	0,04	0,04
Інше (причал, шланги, послуги, адміністрація)	40,8	0,4	0,90

Міжнародне сертифікаційне і класифікаційне товариство DNV розробило класифікаційні правила та стандарти щодо різних аспектів виробництва, транспортування, бункрування та використання СПГ, деякі з них також розповсюджуються на ЗНГ. Асоціація газу як суднового палива (SGMF) розробила ряд інструкцій з безпеки використання СПГ та інших газів як суднового палива, зокрема, інструкцію «СПГ як суднове паливо. Інструкції з безпеки та експлуатації. Бункрування (Версія 3.0)».

При використанні СПГ утворюються найменші викиди парникових газів серед викопних палив для водного транспорту (**рис. 2.7**). Однак, у системах СПГ можуть утворюватися витoki метану, що має потенціал глобального потепління у 28 раз більший ніж CO₂. Тому переваги у скороченні викидів парникових газів від використання СПГ порівняно із мазутом та судновим паливом при наявності витоків CH₄ можуть бути відсутніми. Виробники двигунів стверджують, що **викиди CO₂екв ланцюга СПГ «від баку до гвинта» у двопаливних двигунів і двигунів, що працюють на чистому газі, на 10-20% нижчі викидів двигунів, що працюють на нафтовому паливі** [73]. Можна досягнути і більшого скорочення ПГ, якщо СПГ виробляти з відновлюваної сировини, наприклад, з біомаси шляхом її анаеробної ферментації у біогазовій установці з наступним очищенням біогазу до біометану. Скраплений біометан називають біо-СПГ (LBG).

Крім скорочення викидів CO₂ використання СПГ дозволяє зменшити емісію інших забруднюючих речовин у атмосферу. З огляду на відсутність сірки у СПГ у газових двигунах викиди SO_x відсутні, а у двопаливних двигунах це залежить від вмісту сірки у допоміжному паливі. Викиди NO_x утворюються під час згоряння палива і їх кількість в основному залежать від температури в зоні згоряння. Дизельні двигуни утворюють більше викидів NO_x, ніж газові двигуни, що працюють за циклом Отто. Тому у двопаливних двигунах може виникнути потреба у використанні газоочисного обладнання для зон ЕСА. Викиди твердих частинок пов'язані із неповним згорянням палива. Згідно досліджень, викиди твердих частинок при використанні природного газу зменшуються приблизно на 85%. [67].

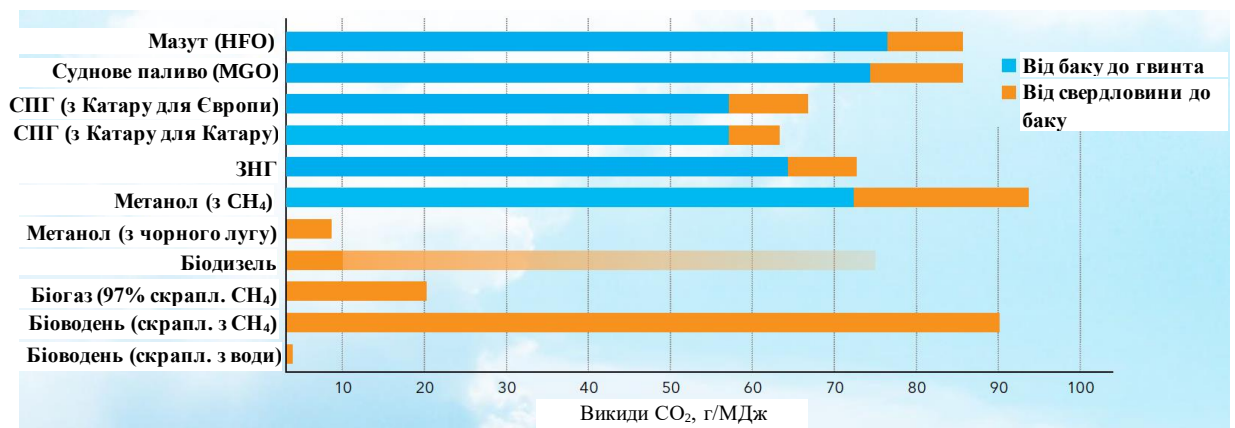


Рис. 2.7. Викиди CO₂ від альтернативних паливі на водному транспорті [73].

Незважаючи, що технологія досить добре відпрацьована, в Україні поки що відсутня інфраструктура СПГ. Хоча близько десяти років тому обговорювався проєкт будівництва СПГ терміналу під Одесою, а у 2012 р. в рамках якого навіть було підписано угоду з іспанською компанією Gas Natural Fenosa. Але, реалізація цього проєкту не була розпочата.

З огляду на необхідність значних інвестицій у будівництво нової інфраструктури постачання, зберігання і системи для бункерування СПГ з викопного природного газу при незначних скорочення викидів парникових газів (див. **рис. 2.7**) вважаємо, що впровадження СПГ для водного транспорту в Україні недоцільне, особливо з огляду на недостатню пропозицію та високі ціни на природний газ у Європі. Можливо із запровадженням масштабного виробництва біометану в Україні та з розвитком технологій його скраплення у середній перспективі, створяться передумови для використання біо-СПГ, зокрема, виробленого з відходів, що сприятиме декарбонізації водного транспорту. У найближчій перспективі як паливо можна використовувати стиснений біометан та зріджений пропан/бутан, що може вироблятися і з біомаси. Але, для цього потрібна система робота із обґрунтування технічних рішень, які базуються на доступних на ринку обладнанні та комплектуючих.

Закон України «Про ринок природного газу» [101], що визначає правові засади функціонування ринку природного газу України, передбачає, що послуги установки LNG – господарська діяльність, що підлягає ліцензуванню і полягає у перетворенні природного газу з газоподібного у рідинний стан (зрідження) або перетворенні зрідженого природного газу з рідинного у газоподібний стан (ре-газифікація) за допомогою установки LNG. При використанні СПГ для водного транспорту, слід враховувати вимоги цього закону, та підзаконних актів, що прийняті на його виконання.

Міжнародна морська організація – міжнародна міжурядова організація, є спеціалізованою установою ООН. Діяльність ІМО спрямована на скасування дискримінаційних дій, що зачіпають міжнародне торговельне судноплавство, а також прийняття норм (стандартів) по забезпеченню безпеки на морі і запобігання забрудненню з суден довкілля, в першу чергу, морського. Україна є членом ІМО відповідно до постанови Верховної Ради України від 04.02.1994 № 3938-ХІІ «Про прийняття Конвенції про Міжнародну морську організацію 1948 року в редакції 1982 року». Акти ІМО можуть мати

обов'язковий або рекомендаційний характер та підлягають імплементації у законодавство України.

Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо розвитку виробництва біометану» [102] визначає правові засади виробництва біометану в Україні. Згідно зазначеного закону, біометан – біогаз, що за своїми фізико-хімічними характеристиками відповідає вимогам нормативно-правових актів до природного газу для подачі до газотранспортної або газорозподільної системи чи для використання як моторного палива. Значений Закон не визначає особливостей використання біометану на водному транспорті, однак відкриває можливості для його виробництва і використання в Україні.

2.3. Метанол

Метанол (метиловий спирт) – найпростіший одноатомний спирт з хімічною формулою CH_3OH . За нормальних умов це прозора, безбарвна, легкозаймиста і летка рідина з характерним спиртовим запахом. Метанол є відмінною заміною бензину, використовується в сумішевих видах палива, а також може забезпечити хороший рівень продуктивності в дизельних двигунах. Для використання в дизельних двигунах необхідно подавати невелику кількість дизельного палива спільно з метанолом або застосовують покращувач запалювання. Також метанол використовують для виробництва біодизелю, метил-трет-бутилового ефіру (MTBE) і диметилового ефіру (DME) та у паливних елементах. У складі метанолу нема сірка, при його спалюванні викиди NO_x утворюються у невеликій кількості, а викиди твердих частинок (PM) відсутні, тому це паливо вважається перспективним для водного транспорту.

Існуюча інфраструктура зберігання палив, їх розподілу та бункерування після незначної і недорогої модифікації може використовуватися й для метанолу, що характеризується низькою температурою спалаху 11°C (див. **табл. 2.1**). Слід відзначити токсичність метилового спирту. Його токсичний вплив може відбутися при вдиханні, контакті зі шкірою та очима та при ковтанні. Проковтування більше 20 мл може бути летальним, а менші кількості викликають необоротну сліпоту. Технологія поводження з легкозаймистими хімічними речовинами добре розроблена, і є великий досвід безпечного поводження з метанолом. У всіх проведених випробуваннях метиловий спирт продемонстрував хороші властивості горіння та енергоефективність, а також низькі викиди при згорянні [64]. Недоліком метанолу, як і інших спиртових палив, є нижчий енергетичний вміст порівняно із традиційними видами палива (див. **табл. 2.1**). Враховуючи еквівалентну щільність енергії, об'єм, необхідний для зберігання метанолу в баку, буде приблизно вдвічі більше, ніж у традиційних дизельних палив.

Метанол – доступний у всьому світі комерційний продукт із великими можливостями розподілу та зберігання. Світове річне його виробництво майже подвоїлося за останнє десятиліття і досягло приблизно 98 млн т у 2019 році. Очікується, що попит на метанол продовжить зростати і досягне понад 120 млн т до 2025 року і 500 млн т до 2050 року. У даний час метанол виробляється майже виключно з викопного палива. Близько 65% виробництва метанолу базується на риформінгу природного газу (сірий метанол) (**рис. 2.8**), тоді як решта (35%) в основному базується на газифікації вугілля (коричневий метанол).

Однак метанол також можна отримувати з іншої сировини, яка містить вуглець, включаючи біомасу, біогаз, потоки відходів і CO_2 (наприклад, уловлюваний з димових газів або через пряме захоплення повітря). Наразі лише близько 0,2% надходить з відновлюваних джерел (зелений метанол) [74].

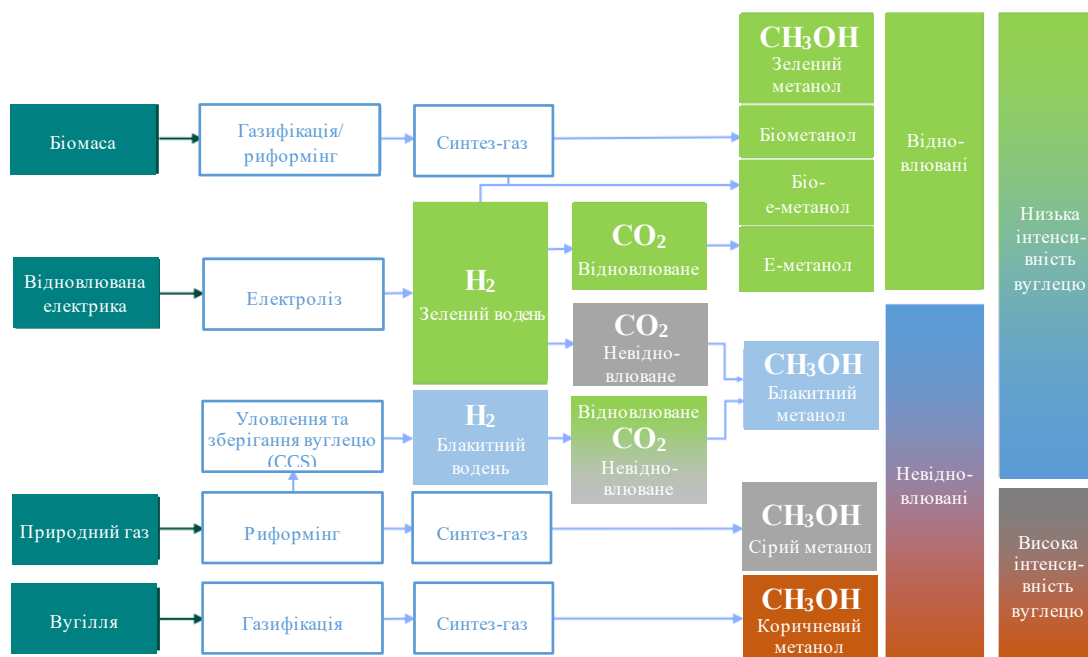


Рис. 2.8. Основні шляхи виробництва метанолу [74].

Примітка: Відновлювані джерела CO_2 : від біологічного походження та шляхом прямого захоплення повітря (DAC). Невідновлювальний CO_2 : викопного походження, промисловість.

Метанол також можна класифікувати як відновлюваний і невідновлюваний. Щоб кваліфікуватися як відновлювана, вся сировина, яка використовується для виробництва метанолу, повинна мати відновлюване походження (біомаса, сонячна, вітрова, гідро, геотермальна тощо). Відновлюваний метанол можна виробляти двома шляхами:

- Біометанол отримують з біомаси. Основні потенційні сталі сировинні ресурси біомаси включають: відходи та побічні продукти лісового та сільськогосподарського виробництва, біогаз зі звалищ, стічні води, тверді побутові відходи та чорний луг целюлозно-паперової промисловості.
- Зелений е-метанол отримують з CO_2 , що уловлюється з відновлюваних джерел (наприклад, із використанням біоенергетики із уловленням та зберіганням вуглецю або прямого захоплення повітря), і зеленого водню, тобто водню, виробленого за допомогою відновлюваної електроенергії [74].

Відновлюваного метанолу виробляється менше 0,2 млн т/рік. При цьому в основному використовуються відходи та потоки побічних продуктів від інших промислових процесів, що на даний момент забезпечують найкращий економічний ефект.

Для виробництва метанолу природний газ і вугілля спочатку мають бути перетворені в синтез-газ, суміш оксиду вуглецю (CO), водню (H_2) і вуглекислого газу (CO_2). При використанні вугілля синтез-газ отримують шляхом газифікації (рис. 2.9), яка поєднує часткове окислення та обробку парою при високій температурі (800-1800°C залежно від процесу та сировини). Для отримання синтез-газу з природного газу доступний ряд

процесів, включаючи паровий риформінг, частково окислювальний сухий риформінг, автотермічний риформінг або їх комбінацію. Це високотемпературні процеси ($> 800^{\circ}\text{C}$).

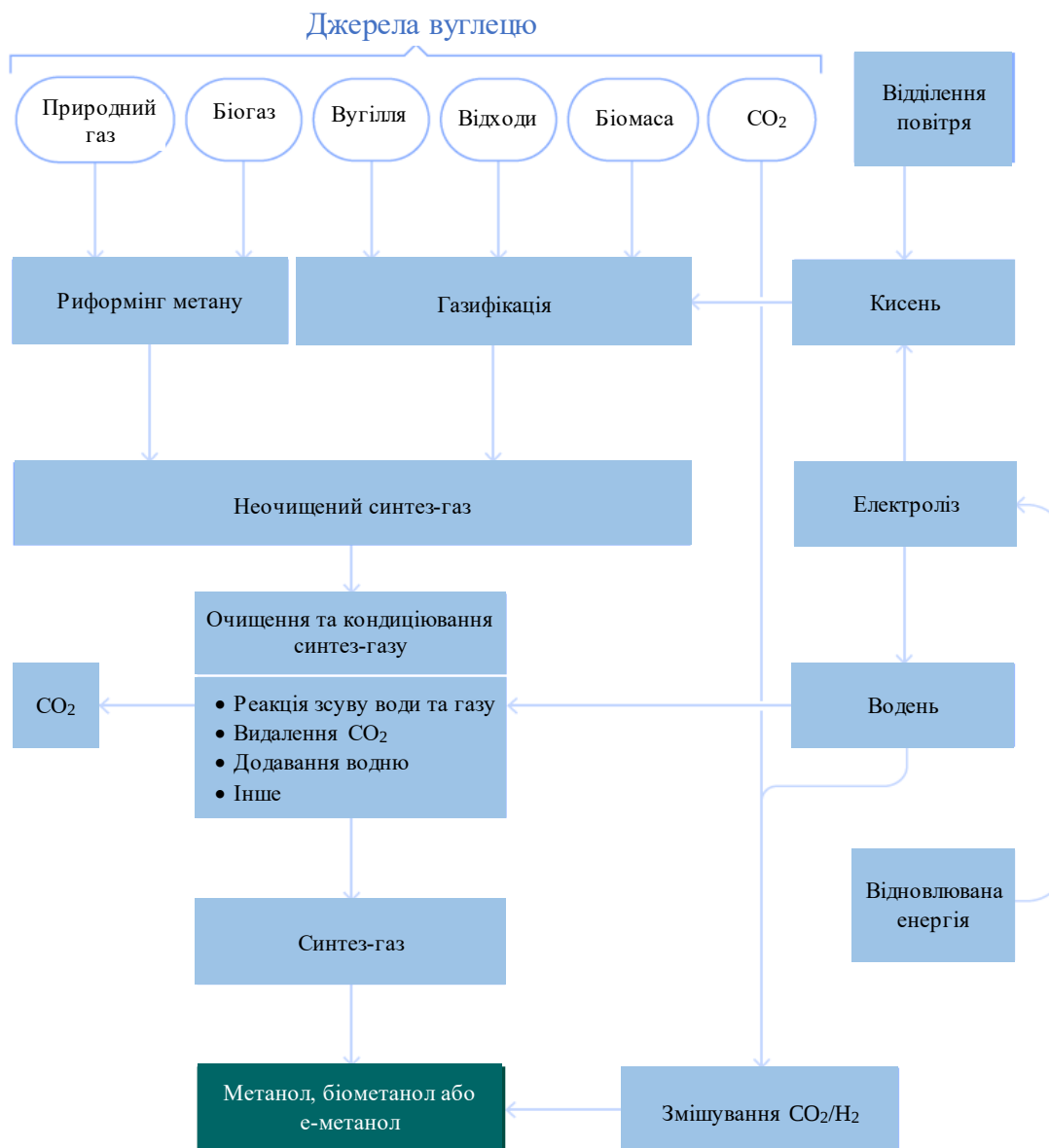


Рис. 2.9. Огляд основних процесів виробництва метанолу з різних джерел вуглецю [74].

Синтез-газ, отриманий шляхом газифікації вугілля, потребує значно складнішої попередньої обробки, кондиціонування та регулювання для видалення домішок та забруднювачів (смоли, пилю, неорганічних речовин), щоб оптимізувати його склад для отримання метанолу. Завдяки вищому відношенню Н/С, викиди CO₂, пов'язані з виробництвом метанолу з природного газу, суттєво нижче, ніж з вугілля (приблизно 0,5 кг CO₂-екв./кг метанолу з природного газу порівняно з 2,6-3,8 кг CO₂-екв./кг метанолу з вугілля. Загальна ефективність перетворення енергії для великої сучасної установки на природному газі складає близько 70%. Для вугілля енергетична ефективність перетворення в метанол залежно від обраної технології становить близько 50-60%. Типовий метанольний завод світового масштабу, що використовує природний газ як сировину, має виробничу потужність близько 3000-5000 т/добу або 1-1,7 млн т/рік [74].

При виробництві біометанолу також застосовується риформінг для біогазу та газифікація для біомаси і відходів. Але, ці процеси та підготовки сировини дещо відрізняються. Зокрема, необхідно забезпечити гомогенізацію біомаси і відходів, а біогаз потребує попередньої обробки для досягнення якості викопного природного газу. Для синтезу метанолу оптимальне співвідношення H_2/CO близьке до 2. Оскільки виробництво метанолу з біомаси утворює багато CO_2 , показник перетворення біомаси в метанол знижується. Загальна ефективність перетворення вуглецю у такому процесі становить близько 50%, тобто лише близько 50% вуглецю у вихідній сировині потрапляє у метанол; решта – у викиди CO_2 .

Е-метанол отримують з CO_2 та зеленого водню за допомогою одностадійного каталітичного процесу. Вироблений за технологією Power-to-X, е-метанол вважається електропаливом (е-паливом). Для виробництва однієї т метанолу необхідно близько 1,38 т CO_2 і 0,19 т водню (~1,7 т води). Для виробництва однієї т е-метанолу потрібно близько 10-11 МВт-год електроенергії; більша частина для електролізу води (за умови наявності CO_2). З електролізером потужністю 100 МВт можна було б виробляти близько 225 т/добу е-метанолу.

Витрати на виробництво відновлюваного метанолу значно вищі, ніж у сучасного виробництва метанолу на основі природного газу та вугілля (витрати на виробництво якого знаходяться в діапазоні 100-250 доларів США/т). З найнижчою вартістю сировини та вдосконаленням виробничих процесів вартість виробництва відновлюваного метанолу з газифікації біомаси чи ТПВ, або з використанням CO_2 та відновлюваного водню може наблизитися до поточної вартості та ціни метанолу з викопного палива, як показано на рис. 2.10.

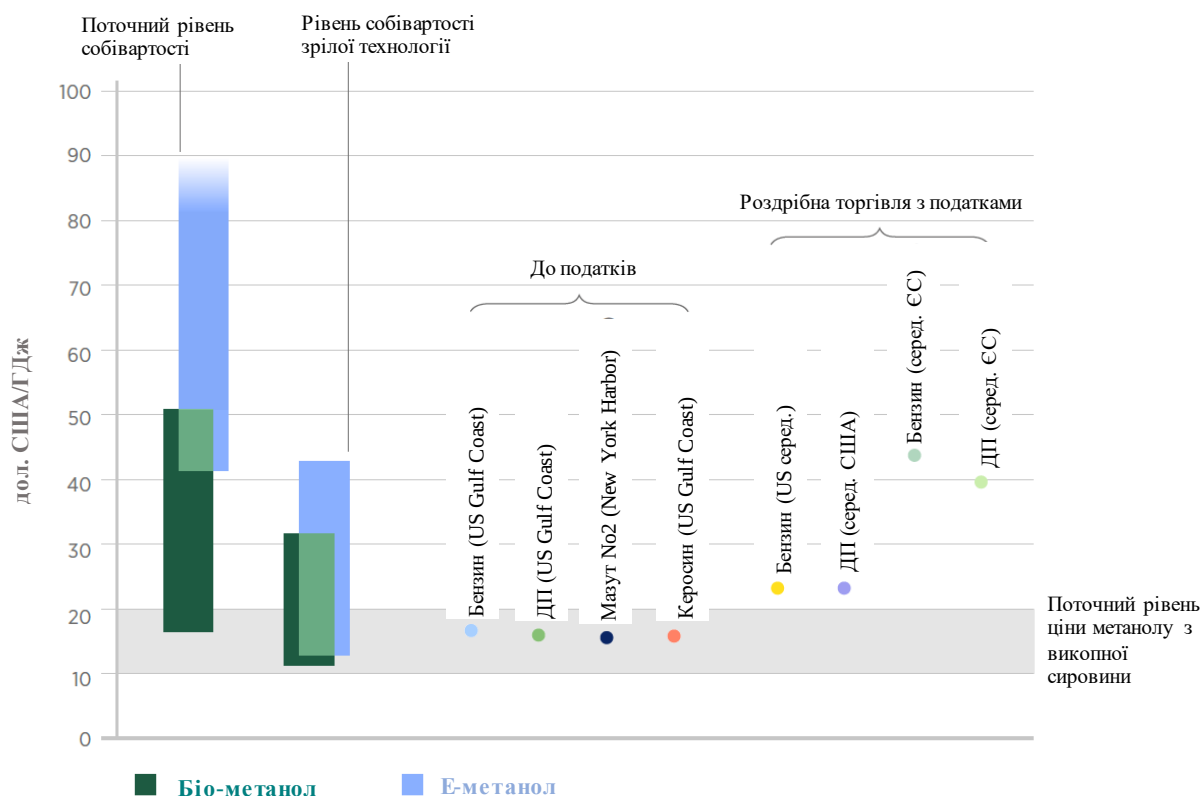


Рис. 2.10. Поточні та майбутні витрати на виробництво біо- та е-метанолу [74].

Доступна нині інфраструктура ланцюга постачання метилового спирту базується на його широкому використанні в хімічній промисловості по всьому світу. Це забезпечує широку доступність, хоча може виникнути потреба в додаткових терміналах для метанолу, що буде використовуватися як суднове паливо. Метанол можна легко бункерувати вантажівками. Вартість установки з невеликою бункерною системою для метанолу оцінюється приблизно в 400 тис. євро. Існуюче судно-бункерувальник може бути переобладнано для бункерування метанолом за приблизно 1,5 млн євро. Вартість цистерни для метанолу ємністю 20 тис. м³ та установок для завантаження цистерни з танкера та вивантаження його в бункерне судно становить приблизно 5 мільйонів євро [64].

При переведенні суден на метанол необхідно модифікувати двигун, паливні баки, трубопроводи та систему бункерування. Низьке цетанове число (див. **табл. 2.1**) – це властивість, яку метанол поділяє зі СПГ, і двигуну потрібен підсилювач запалення. У двопаливній системі в якості допоміжного палива використовується невелика кількість дизельного палива. Для переобладнання існуючих двигунів використовують газодизельну технологію. Відмінність від газового двопаливного двигуна полягає в тому, що газовий компресор, який використовується для природного газу, замінюється метанольними насосами високого тиску для підвищення тиску палива. У переобладнаному судні звичайна паливна система може працювати як запасна. Трубопроводи для метанолу роблять двостінними. Система трубопроводів високого тиску може очищуватися газоподібним азотом, щоб забезпечити обслуговування без контакту операторів з метанолом [64].

Вартість модернізації судна з дизельного палива на двопаливну систему метанол/дизельне паливо оцінюється в 250-350 євро/кВт для великих двигунів (10-25 МВт). [64]. Вартість додаткових витрат у нове судно для використання метанолу може бути менше ніж модернізація існуючого. Наприклад, вартість додаткових витрат на нове судно типу ролкер з паливною системою на метанолі з головним двигуном потужністю 24 МВт і паливним резервуаром на 3 доби становить 5,6 млн дол. США, тоді як вартість переведення існуючого подібного судна на метанол складає 10,5 млн дол США [75].

Додаткові витрати на двигун на метанолі для нового судна приблизно вдвічі менші, ніж для модернізованого судна, в основному через те, що паливний резервуар включено в проект нового судна з самого початку, і його розміщення не становитиме додаткових витрат для судновласника. Для варіанту модернізації враховано, що окремий резервуар не інтегрований в існуюче судно, і це потребуватиме додаткові витрати. Якщо нове судно проводитиме 100% часу в ЕСА, а ціна метанолу становитиме 75% від морського газойлю (MGO) (за енергетичним еквівалентом), термін окупності становить 6,8 років. Для більшості судновласників це відносно тривалий термін окупності. Для варіанту модернізованого судна термін окупності за аналогічних умов буде ще вище, а отже ще менш економічно доцільний. На червень 2022 р. вартість метанолу у Європі становить 593 дол. США/т [76], тоді як вартість морського газойлю (MGO) у порту Роттердам складає 1337 дол США/т [77]. Із врахуванням енергетичного вмісту цих палив поточне співвідношення цін метанолу до MGO становить 94%. Таким чином, зазначені ціни на палива в Європі не створюють передумов для економічної доцільності переведення суден на метанол.

З огляду на властивості метанолу, зокрема, легкозаймистість та токсичність, при роботі з ним потрібно дотримуватися заходів безпеки. На ланцюгу постачання та на судах,

двигуни яких працюють на метанолі, необхідно використовувати додаткові системи моніторингу та контролю, такі як сигналізація переповнення, автоматичне відключення, моніторинг вентиляції та виявлення газу [75]. Детальні заходи щодо зниження ризику робіт із метанолом вказані у правилах DNV GL розділ 6 двигуни на рідкому паливі з низькою температурою спалаху [78]. Суднам, побудованим відповідно до вимог цього розділу, може бути присвоєно позначення класу LFL (рідини з низькою температурою спалаху). Використання рідкого палива з низькою температурою спалаху підпадає під IGF-код /SOLAS II-1/G/56 і 57. Однак спирти охоплюються інструкціями, розробленими як доповнення до цього коду.

Метанол розчинний у воді і легко біологічно розкладається. Метиловий спирт при попаданні у воду швидко розчиняється до низьких концентрацій, дозволяючи мікроорганізмам, які зустрічаються в природі, розкласти його за відносно короткий час. При використанні метанолу як суднового палива порівняно з мазутом викиди SO_x зменшуються більш ніж на 99%, РМ – 95% і NO_x – 60-80% [74]. Слід відзначити, що скорочення емісії парникових газів – важлива перевага метанолу з біомаси та CO_2 . Порівнюючи різні джерела біомаси для виробництва метанолу, визначено, що еквівалентні викиди CO_2 «від свердловини до колеса» для чорного луку становили 3-12 г $CO_{2-екв}$ /МДж, деревних відходів – 5,3-22,6 г $CO_{2-екв}$ /МДж, сільськогосподарської деревини (отриманої з деревних плантацій) – 4,6-16,5 г $CO_{2-екв}$ /МДж. Метанол із сирого гліцерину та біогазу мали дещо вищі викиди, 30,6 г $CO_{2-екв}$ /МДж і 30-34,4 г $CO_{2-екв}$ /МДж відповідно. Викиди CO_2 «від свердловини до колеса» для метанолу від переробки CO_2 та H_2 з відновлюваних джерел були оцінені в 1,74-33,1 г $CO_{2-екв}$ /МДж, залежно від різних припущень. Для порівняння викиди ПГ метанолу, отриманого з природного газу, становили 91-101,6 г $CO_{2-екв}$ /МДж, метанолу з бурого вугілля 170,8 г $CO_{2-екв}$ /МДж, а метанолу з кам'яного вугілля – 219-262 г $CO_{2-екв}$ /МДж. Таким чином, біо-метанол та е-метанол – перспективні альтернативні види палива, використання яких дозволяє зменшити викиди забруднюючих речовин та парникових газів.

Використання метанолу для виробництва палив потребує **дотримання чинного законодавства**, оскільки метанол є небезпечною речовиною. Метанол - легкозаймиста рідина, сильно отрутна нервового і судинного характеру з різко вираженим кумулятивним ефектом, за кольором, запахом і смаком схожими з етиловим (винним) спиртом. У зв'язку з цим, в Україні діє ряд нормативно-правових актів, що визначають порядок поводження з метанолом. Зокрема:

1. Правила охорони праці на об'єктах з виробництва основної органічної продукції та полімерів [103].
2. Примірня інструкція з охорони праці при виконанні робіт з метанолом [104].
3. ДСТУ 3057-95 Метанол технічний. Технічні умови (ГОСТ 2222-95) [105].
4. Постанова Кабінету Міністрів України від 11 липня 2002 р. №956 «Про ідентифікацію та декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки» [106]. Зазначена Постанова передбачає, що метанол належить до індивідуальних небезпечних речовин. Порогова маса для метанолу становить 1 клас – 5000 т, 2 клас – 500 т. Якщо у суб'єкта господарювання у власності або користуванні є об'єкти, де виготовляються, переробляються, зберігаються чи транспортуються небезпечні речовини (в тому числі

метанол), такі об'єкти підлягають ідентифікації та віднесенню до відповідного класу небезпеки.

2.4. Аміак

Аміак представляє значний інтерес як потенційне паливо з нульовими викидами вуглецю для транспорту. Аміак – неорганічна сполука NH_3 , за нормальних умов це безбарвний газ із різким задушливим запахом, легший за повітря і добре розчинний у воді. Температура кипіння аміаку становить $-33,3^\circ\text{C}$. При тиску понад 8,6 бар і температурі 20°C аміак є рідиною з густиною $0,61 \text{ т/м}^3$. При температурі кипіння густина становить $0,68 \text{ т/м}^3$. Нижча теплота згоряння аміаку складає $18,6 \text{ МДж/кг}$. Порівняно з судновим паливом MGO вміст енергії аміаку у рідкому стані становить менше половини за масою та приблизно 30% за об'ємом. Вплив дуже високих концентрацій газоподібного аміаку у повітрі може призвести до пошкодження легень і навіть смерті. Тому важливо забезпечувати виконання заходів безпеки робіт із аміаком. Крім цього аміак є корозійним для деяких матеріалів, таких як мідь, мідні сплави та цинк, тому слід уважно підходити до вибору матеріалів.

Відомо, що аміак викликає стрес-корозію у вуглецево-марганцевих і нікелевих сталях. Заборонено використання сталей із вмістом нікелю понад 5% для деталей, що контактують із аміаком. Хоча слід відзначити, що аміак вже багато десятиліть використовується для виробництва добрив. Тому у багатьох країнах, зокрема, і в Україні наявна інфраструктура для транспортування та зберігання аміаку і діють нормативно-правові документи щодо поводження з ним. У 2018 р. світове виробництво аміаку становило 170 млн т. За даними Центру європейських політичних досліджень, близько 80% світового виробництва аміаку використовується для виробництва добрив [79]. З яких найпоширенішим є сечовина, яка утворюється в результаті реакції між аміаком і вуглекислим газом.

В основному аміак виробляється за допомогою процесу Габера-Боша, який поєднує газоподібний азот і водень під високим тиском і підвищеними температурами з утворенням аміаку. Схема виробництва аміаку зображена на **рис. 2.11**. Ефективність перетворення природного газу в аміак за найкращою доступною технологією становить близько 66% на основі нижчої теплоти згоряння. Однак було повідомлено [79], що в 2012 році середньозважене європейське споживання енергії природного газу становило $10,8 \text{ МВт} \cdot \text{год}$ на тонну аміаку, що відповідає лише 48% ефективності, а один з найбільших виробників аміаку встановлює для ефективних заводів значення 53%. Замість природного газу як джерело метану для виробництва аміаку може використовуватися біогаз після очищення, зокрема, зі звалищ або системи управління стічними водами. У процесі Габера-Боша у аміак переробляють і біомасу, яку спочатку піддають газифікації. Також існують перспективні способи виробництва аміаку з використанням ВДЕ для отримання водню. Розрізняють зелений аміак, який виробляють з відновлюваної електрики, а тому його вважають CO_2 нейтральним. Блакитний аміак виготовляють з викопних палив з уловлюванням та зберіганням вуглецю. Коричневий аміак отримують з викопних джерел, таких як природний газ та вугілля.

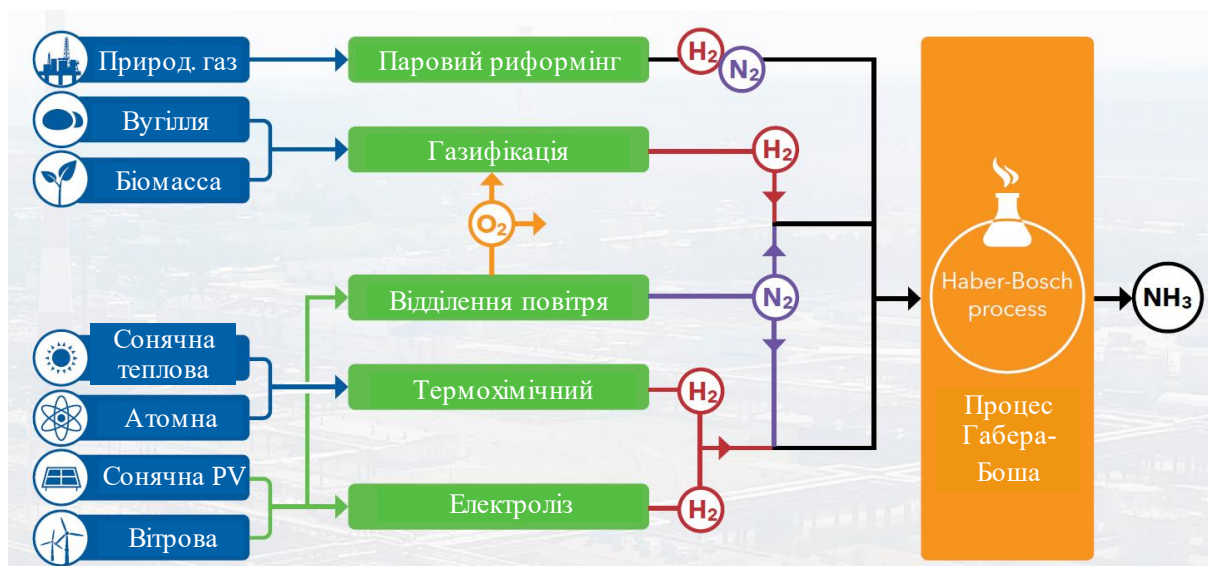


Рис. 2.11. Способи виробництва аміаку [79].

Природний газ як сировина має як більшу ефективність, так і нижчі капітальні та операційні витрати, порівняно із вугіллям. Капітальні витрати на виробництво аміаку з природного газу, нафти та вугілля становлять відповідно 860, 1203 і 2063 дол. США за тону річної виробничої потужності, тоді як річні операційні витрати складають відповідно 2,5%, 2,5% і 5% від капітальних витрат. Інші способи виробництва аміак у великих масштабах поки що комерційно не доступні.

Безводний аміак транспортується в газозагонах, призначених для перевезення аміаку. При цьому можуть використовуватися три способи:

1. з охолодженням, як правило, при температурі -50°C та при тиску близькому до навколишнього;
2. з напівохолодженням, зазвичай при -10°C і тиску 4-8 бар;
3. під тиском, як правило, 17 бар, що відповідає тиску пари аміаку приблизно при 45°C .

Двома останніми способами перевозять менші обсяги аміаку. У великих кількостях аміак зазвичай зберігається на суші в резервуарах за способом із охолодженням. Капітальні витрати на охолоджене сховище становлять близько 700 дол. США за тону аміаку.

Бункерування аміаку може відбуватися багатьма різними способами: з терміналів або вантажівок на суші або з суден бункерувальників. Завантаження та розвантаження з терміналів на судна, що перевозять аміак, наразі безпечно відбуваються завдяки належній спеціалізованій підготовці. Судно-бункерувальник і судно, яке буде бункеруватися, повинні мати необхідне обладнання і установки для безпечного бункерування аміаком, враховуючи, що цю речовину можна зберігати під тиском або при охолодженні. Також суворі заходи безпеки повинні виконуватися при застосуванні автозаправників.

Аміак можна використовувати як суднове паливо як у двигунах внутрішнього згорання, так і в паливних елементах. Через високу температуру самозаймання аміак потребує вищого ступеня стиснення (35:1 і вище), ніж у типових дизельних двигунах (16-23:1). Важко сконструювати такий двигун, і тому для забезпечення більш стабільного горіння необхідно використовувати додаткове паливо з нижчою температурою самозаймання. У аміаку висока мінімальна енергія займання і низька швидкість полум'я,

тому у двигунах із примусовим запаленням також використовують суміші аміаку з іншими видами палив. Вважається, що двигуни з примусовим запалюванням на аміаку будуть використовуватися для невеликих суден, тоді як модифіковані двотактні (двопаливні) дизельні двигуни можуть підійти для великих кораблів. Спалювання аміаку або аміачних сумішей може призвести до викидів оксидів азоту (NO_x), закису азоту (N_2O) і прямих викидів аміаку (NH_3). Але на сьогодні немає досвіду довгої експлуатації суднових двигунів на аміаку. Тому недостатньо емпіричних даних щодо викидів від спалювання цього виду палива [80]. Очікується що комерційні двигуни на аміаку з'являться у 2024 р.

Викиди CO_2 утворюються при виробництві та постачанні аміаку, тоді як при його використанні емісії вуглекислого газу виникають у двопаливних двигунах, де аміак спалюється разом із додатковими вуглеводними паливами. Викиди CO_2 при виробництві аміаку становлять 85 кг CO_2 /ГДж для природного газу та 215 кг CO_2 /ГДж для вугілля. Таким чином, аміак, вироблений з природного газу, утворює такі ж викиди як і суднове паливо MGO з низьким вмістом сірки (88 кг CO_2 /ГДж). Тому суттєве зменшення викидів парникових газів може бути досягнуто за умови виробництва аміаку із використанням відновлюваних джерел енергії [79].

Для безпечного поводження з аміаком на борту суден потрібно впроваджувати жорсткі інструкції з безпеки. Навіть у невеликих концентраціях у повітрі аміак може надзвичайно подразнювати очі, горло та дихальні шляхи. Тому через можливі ризики використання це паливо може бути незастосовним у всіх сегментах водного транспорту, наприклад, на пасажирських судах.

У найближчому майбутньому вартість виробництва екологічно чистого аміаку коливатиметься в межах 100-150 євро/МВт·год, що головним чином буде залежить від цін на електроенергію, тоді як собівартість ископного аміаку становитиме близько 55 євро/МВт·год [80]. Наразі апробовані комерційні двигуни на аміаку відсутні і зараз його ціна значно вище цін мазуту, суднового палива, ЗНГ, СПГ, метанолу та біодизелю (див. **рис. 2.3**), тому поки що відсутні економічні передумови для впровадження використання аміаку як палива для водного транспорту в Україні. Крім цього використання наявного на ринку коричневого аміаку не забезпечує суттєвих екологічних переваг. Хоча у довгостроковій перспективі за умови створення комерційних технологій виробництва блакитного та зеленого аміаку, це паливо може стати важливим напрямком декарбонізації водного транспорту.

Використання аміаку вимагає **дотримання чинного законодавства**, адже в Україні діє ряд нормативно-правових актів, що визначають порядок поводження з ним. Зокрема:

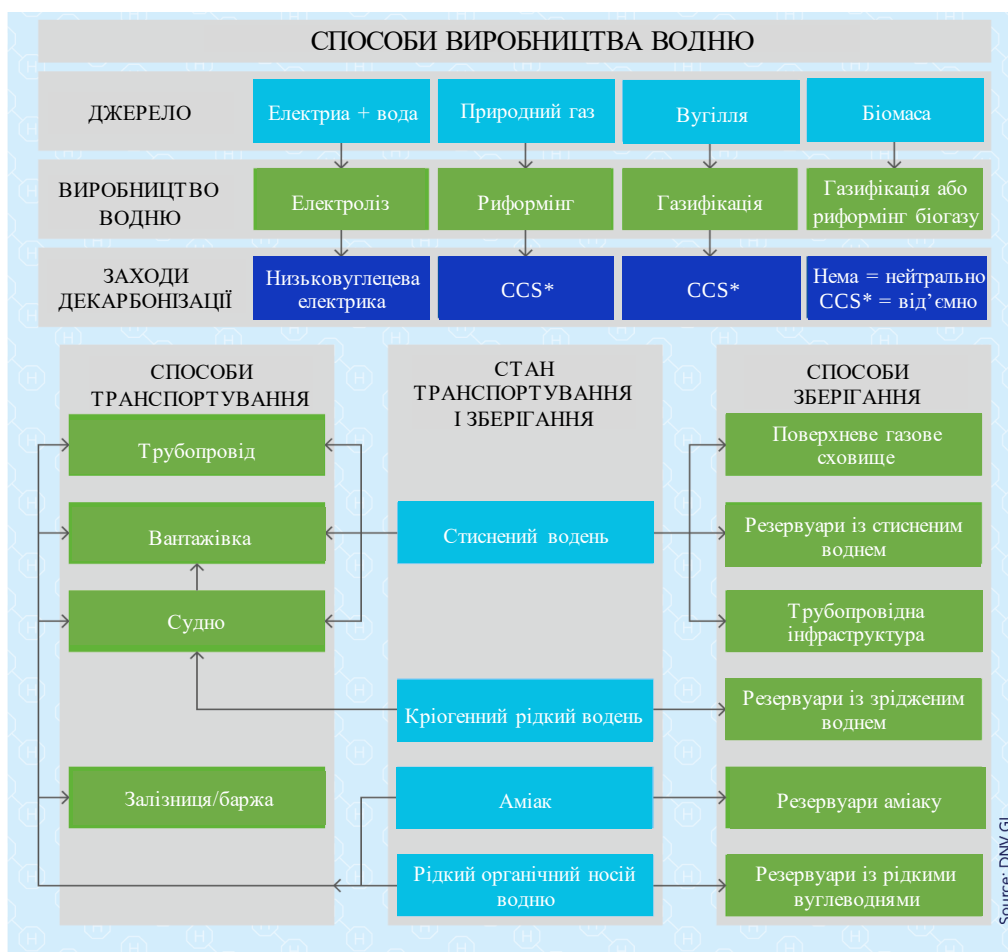
1. Правила безпечної експлуатації наземних складів синтетичного рідкого аміаку [107].
2. Правила охорони праці під час експлуатації магістральних трубопроводів для транспортування рідкого аміаку (аміакопроводів) [108].

2.5. Водень

Водень (H_2) — безбарвний газ без запаху, нетоксичний. Для використання на судах його можна зберігати у вигляді криогенної рідини, стисненого газу або хімічно зв'язаним. Температура кипіння водню -253°C при тиску 1 бар. Зріджувати водень можна при температурах до -240°C , підвищуючи тиск до «критичного тиску» для водню, що становить

13 бар. Щільність енергії на масу водню, із врахуванням нижчої теплоти згоряння 120 МДж/кг, приблизно в три рази перевищує щільність енергії мазуту. При цьому об'ємна щільність зрідженого H_2 (LH_2) (71 кг/м^3) становить лише 7 відсотків від мазуту. Це призводить до приблизно п'ятикратного збільшення об'єму порівняно з тією ж енергією, що зберігається у мазуті. При зберіганні водню у вигляді стисненого газу його об'єм приблизно в 10–15 разів (залежно від тиску [700–300 бар]) перевищує об'єм такої ж кількості енергії у мазуті [73]. Більш детальні характеристики водню наведені у **табл. 2.1**.

Водень є енергоносієм та широко використовуваною хімічною продукцією. Світове виробництво водню становить понад 50 млн т на рік. Його можна виробляти з різних джерел енергії, наприклад, шляхом електролізу води з використанням відновлюваних джерел енергії або шляхом риформінгу природного газу (**рис. 2.12**). Нині 95% водню виробляється з викопного палива, в основному природного газу (68%), а також нафти (16%) і вугілля (11%). Електролізом виробляється 5% водню. Риформінг природного газу в даний час є найпоширенішим методом. Якщо ж при цьому утворений вуглекислий газ буде уловлюватися, то можна буде досягти нульових викидів CO_2 .



Позначення:

* CCS – Уловлювання та зберігання вуглецю (Carbon capture and storage)

Рис. 2.12. Основні способи виробництва, транспортування та зберігання водню [82].

Таким чином виділяють чотири типи водню за викидами, які виділяються під час його виробництва:

- коричневий водень, отриманий при переробці вугілля;
- сірий водень, отриманий у результаті переробки іншого викопного палива або природного газу;
- блакитний водень, вироблений шляхом переробки викопного палива, що супроводжується технологіями контролю викидів, включаючи методи уловлювання, утилізації та зберігання вуглецю (CCUS).
- зелений водень, що виробляється з відновлюваних джерел енергії, як правило, шляхом електролізу з використанням води. Джерела виробництва електроенергії можуть відновлювані джерела енергії для забезпечення виробництва водню з вуглецево-нейтральними викидами.

Водень дуже легкозаймистий, а через дуже малі молекули його складно утримувати у резервуарах, трубопроводах та інших елементах. Тому для широкого впровадження водню як палива для водного транспорту необхідно вирішити ряд проблем, зокрема й з інфраструктурою постачання, зберігання і розподілу, безпекою та нормативною базою. Передбачається, що для транспортування великих обсягів стиснутого водню буде використовуватися трубопровідна інфраструктура. В Україні розглядається можливість використання існуючої ГТС для транспортування на початковому етапі суміш зеленого водню з природним газом у доступних пропорціях, а у подальшому буде транспортуватися чистий водень [81]. Іншим способом є транспортування зрідженого водню при криогенній температурі -253°C . Зріджений водень займає менший об'єм ніж стиснений, однак для процесу зрідження необхідно витратити близько 30% енергетичного вмісту газу, а також потрібна енергія для підтримки низької температури у резервуарах. Через проблеми, пов'язані з газоподібним воднем, вважається доцільним його перетворення в менш небезпечний та більш зручний енергоносіє. Зокрема, вивчається перетворення водню в аміак, синтетичний метан або рідкий органічний носій водню (LOHC), такий як циклоалкани або мурашина кислота [82].

Вартість виробництва H_2 значно змінюється залежно від ціни електроенергії (при використанні електролізу) або природного газу (при використанні риформінгу), а також масштабу виробничого підприємства. Потреба в транспортуванні та стисненні або зрідженні також впливає на ціну купівлі з боку споживача. Вартість водню, отриманого шляхом електролізу, коливається приблизно від 3,5 до 8,3 дол. США за кг (від 1170 до 2770 дол. США за тонну еквівалента сирої нафти). Вартість виробництва водню шляхом риформінгу природного газу або біогазу знаходиться в діапазоні від приблизно 1,51 до 6,5 дол. США за кг (від 800 до 2170 дол. США за тонну еквіваленту мазуту), в середньому близько 4,1 дол. США за кг (1370 дол. США за тонну еквівалента сирої нафти) [73].

Інфраструктура розподілу та бункерування водню для водного транспорту поки що відсутня. Для стиснутого водню передбачається, що основні лінії подачі палива на борт судна від бункерувальника будуть представляти собою трубу в трубі. Передача водню може бути досягнута балансуванням тиску або прямим стисненням водню перед передачею на судно. Для бункерування суден зрідженим воднем бункерувальна станція повинна складатися з трьох основних компонентів; вихідний резервуар палива, джерело інертного газу та гнучкий бункерний шланг. Потрібні два з'єднання шлангів: одне для інертного газу/скрапленого водню, а інше – для повернення охолодженого водню. Інертний газ

використовується для видалення вологи та повітря, щоб забезпечити для бункерування подачу чистого палива. Завдяки низькій температурі кипіння рідкий гелій може використовуватися як інертний газ і для попереднього охолодження лінії бункерування [83].

У той час як паливні елементи вважаються ключовою технологією для використання водню, також розглядаються й інші варіанти, зокрема, газові турбіни або двигуни внутрішнього згоряння в автономній роботі або в системах, що включають і паливні елементи. Очікується, що додаткові капітальні витрати звичайних перетворювачів енергії, таких як поршневі двигуни, будуть подібними до двигунів, що працюють на СПГ. Резервуари для зберігання зрідженого водню на судах будуть дорожче, ніж резервуари для СПГ, через нижчу температуру зберігання, вищу якість ізоляції, а також відсутність досвіду використання водню для водного транспорту. Витрати на інше обладнання (наприклад, труби, вентиляцію, теплообмінники, насоси) будуть порівнянними з системами СПГ. Однак, оскільки фізичні властивості водню відрізняються від властивостей природного газу, компоненти системи СПГ потребуватимуть змін [73].

Паливні елементи виробляють електроенергію в результаті електрохімічного процесу, який перетворює хімічну енергію палива в електрику шляхом реакції водню з киснем через каталізатор і при цьому як побічний продукт утворюється вода [83]. Максимальна вихідна потужність демонстраційних проектів із використання водневих паливних елементів у водному транспорті становить лише кілька сотень кВт, що не відповідає вимогам океанського судноплавства. Випробування на довговічність практичних сценаріїв застосування цієї технології на борту кораблів є незначними. Більш переконливі результати залежать від накопичення більшої кількості реальних даних. На даний момент короткий термін експлуатації установок, високі початкові інвестиції та експлуатаційні витрати є основними перешкодами для широкого використання паливних елементів на водному транспорті. Однак очікується, що їх масштабне застосування у майбутньому значно знизить витрати і вони досягнуть прийнятного рівня. Крім того, суворі нормативні вимоги, інвестиції в інфраструктуру для бункерування палива та розробка правил проектування та експлуатації повинні одночасно супроводжувати розвиток цієї технології [84].

Таким чином, необхідно вирішити різноманітні проблеми, пов'язані з використанням водню як палива для водного транспорту, перш ніж він стане комерційно доступним для широкомасштабного застосування. Водень знаходиться на ранніх стадіях розробки для впровадження у судноплавстві. У **табл. 2.5** наведено аналіз переваг та недоліків використання водню як палива для водного транспорту.

Виробництво сірого та коричневого водню утворює значні викиди вуглекислого газу, що становлять від 71 кг CO₂/МДж H₂ для природного газу до 166 кг CO₂/МДж H₂ для вугілля, але ці викиди можна зменшити або усунути за допомогою технології CCUS [85]. При використанні електричної енергії з ВДЕ або з атомних станцій виробництві зеленого водню вважається вуглецево-нейтральним. При транспортуванні водню та його стисненні або зрідженні утворюються емісії ПГ. Водень, який використовується в паливних елементах, не створює викидів CO₂ і може усунути викиди NO_x, SO_x і твердих часток (PM) з суден. Двигуни внутрішнього згоряння, що працюють на водневому паливі на водному

транспорті, також можуть мінімізувати викиди парникових газів, хоча при цьому неможливо уникнути викидів NO_x [73]. Таким чином, для декарбонізації водного транспорту необхідно використовувати зелений і блакитний водень.

Таблиця 2.5. Переваги та недоліки використання водню як палива для водного транспорту [85].

Переваги	Недоліки
– Не містить вуглецю та сірки – Може вироблятися з використанням електричної енергії з ВДЕ та біовідновлюваних процесів – Можна зберігати і транспортувати у вигляді рідини або газу – Визначений комерційний продукт на землі – Без викидів газів, твердих часток і парникових газів з паливних елементів – Висока здатність триматися на поверхні і розсіюється у разі витоку, навіть при температурі рідкого водню	– Відсутність досвіду морських перевезень – Можлива висока вартість палива – Низька доступність відновлюваного водню – Паливна інфраструктура та бункерування потребують інвестицій – Нові системи виробництва електроенергії потребуватимуть більше технологічних інновацій та скорочення витрат – Високий ризик вибуху в закритому просторі – Низькі криогенні температури (зберігання, управління, витоки тощо) – Проблеми з матеріалами (проникність, воднева крихкість тощо) – Викиди NO_x при спалюванні водню у двигунах внутрішнього згоряння.

2.6. Біопалива

Біопаливо отримують з первинної біомаси або залишків біомаси, які перетворюються на рідке або газоподібне паливо. Існує велика різноманітність процесів для виробництва традиційного (першого покоління) і вдосконаленого (другого і третього покоління) біопалива, що включає різні види сировини (олії, цукро/крохмалевмісна біомаса, лігноцелюозна біомаса, деревна маса та водорості) та різні технології конверсії (етерифікація, гідрообробка, ферментація, сольволіз, термохімічні і каталітичні перетворення) (**рис. 2.13**). Оцінку існуючого ресурсного енергетичного потенціалу біомаси в Україні та його прогноз у 2050 р. представлено у п. 1.4.2 Технічного звіту. У **табл. 2.6** наведено перелік основних властивостей біопалив для водного транспорту.

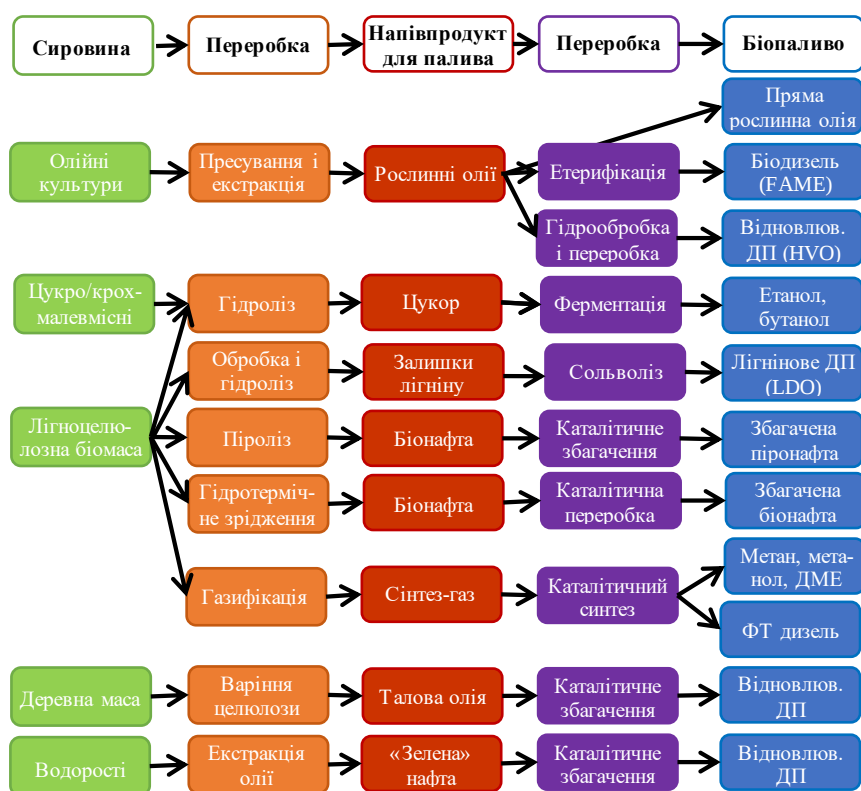


Рис. 2.13. Огляд різних напрямків конверсії сировини у біопалива для водного транспорту [86].

Таблиця 2.6. Основні характеристики обраних видів біопалива для водного транспорту [88].

Показник	Біодизель	Відновлюване ДП	Дизель Ф-Т	Біонафта швидкого піролізу з деревини	Збагачена біонафта	Біонафта гідротермального зрідження з деревини
Питома вага	0,88	0,78	0,765	1,1–1,3	0,84	1,1
Кінематична в'язкість при 40°C, сСт	4–6	2–4	2	40–100		
Цетанове число	47–65	>70	>70			
Змащувальні властивості, мкм		650	371			
Нижча теплотворна здатність, МДж/кг	37,2	44,1	43	16		≈32
Температура помутніння, °C	-3–15	-5 до -34	-18			
Температура застигання, °C	-5–10			-9 до -36		
Вміст води, мас. %	0	0	0	20–35	0,1	8
Вміст кисню, мас. %	11	0	0	34–45	0,5	10–13
Вміст сірки, мас.	<0,0015	<0,0005	<0,1	0–0,05	<0,005	0

З олійної сировини виробляють нині три основних види біопалива: **пряма (необроблена) рослинна олія (SVO), біодизель (FAME) та відновлюване дизельне паливо (HVO)**, що використовуються як заміник дизельного палива або як компонент сумішевого палива. Технології виробництва SVO, FAME та HVO відпрацьовані та комерційно доступні. **Пряма рослинна олія представляє собою олію, видобуту з насіння олійних культур та використану як паливо без обробки.** Дослідження показали, що SVO може бути використано для заміни мазуту у двигунах з низькою частотою обертання. Слід відзначити, що тривале використання SVO призводить до надмірного зносу деталей двигуна. Крім цього це біопаливом втрачає стабільність протягом тривалого зберігання, але додавання антиоксидантів може покращити ефективність тривалого зберігання.

Більш широко застосовується **переробка олій у процесі етерифікації у метилові етери жирних кислот (FAME)**, які ще називають біодизелем. Окрім SVO, FAME також можна виробляти з використаної харчової олії та тваринних жирів. Біодизель має меншу в'язкість ніж олії та характеризується хорошими змащувальними властивостями. FAME більше підходить для використання в суднових двигунах і може використовуватися для заміни MDO або MGO. Завдяки швидкому біорозкладанню, розливи біодизелю не спричиняють проблем для навколишнього середовища. Теоретично можливо використовувати суднові дизельні двигуни на 100% біодизельному паливі, це вимагає певних налаштувань двигуна та його сертифікації, тому частіше FAME використовується у сумішевих паливах [87]. Хоча біодизель представляє технічно можливу заміну для MDO та MGO, доступність олійної сировини та питання її сталості створюють труднощі для забезпечення потреб водного транспорту у такому паливі.

Високий вміст кисню у FAME також призводить до нижчої стійкості до окислення. Щоб запобігти передчасному розкладанню біодизелю використовують антиоксиданти. Також з використанням біодизеля пов'язана проблема щодо його здатності накопичувати вологу, що призводить до зниження ефективності використання палива, збільшення мікробіологічного забруднення та прискореного гелеутворення палива за низьких температур. Таким чином, для використання чистого біодизелю необхідне додавання біоциду для пригнічення росту мікроорганізмів.

Модернізація суднових двигунів для споживання нових видів палива потребує значних ресурсів та коштів. З іншої сторони, судновласники будуть готові переходити на нові палива, тільки якщо постачання палива гарантується протягом усього терміну служби їхнього суднового двигуна. Таким чином, якби нові види палива могли бути функціональними еквівалентними вже існуючим, вони були б повністю сумісні з існуючою паливною інфраструктурою без необхідності значних інвестицій у модифікацію інфраструктури. Для сумісності з існуючою нафтовою інфраструктурою тваринні жири і рослинні олії повинні пройти етап гідрообробки для перетворення в безкисневе вуглеводневе біопаливо.

Такою альтернативою дизельному паливу, виготовленому з олійних культур, є **гідроочищена рослинна олія (HVO), в якій рослинні олії або тваринні жири проходять термохімічну обробку воднем.** Це паливо часто називають відновлюваним дизельним паливом та гідроочищеними естерами та жирними кислотами (HEFA). HVO можна використовувати як пряму заміну дизельному паливу, оскільки воно є більш стабільним, ніж FAME, завдяки низькому вмісту кисню. Для виробництва HVO можна використовувати

технологію гідроочищення існуючих нафтопереробних заводів. HVO пройшло випробування на суднових дизельних двигунах та воно сумісне з існуючою паливною інфраструктурою.

З 2019 р. компанія HEINEKEN заправляє судна біопаливом. Зокрема, на маршруті Альферіум-Роттердам/Антверпен на HVO під назвою Bio-fuel Oil MR1-100 голландського постачальника біопалива GoodFuels працюють контейнеровоз MS FOR-EVER з двома двигунами Scania DI-16 потужністю по 386кВт та контейнеровоз MS ALPHENAAR з двома двигунами Veth L-drive VL-400 потужністю по 400 кВт, акумуляторною батареєю 2,4 МВт·год та двома генераторами 600 кВт і 200 кВт, що дозволяють рухатися до 5 год на електриці [117]. GoodFuels проводить активну компанію для розповсюдження біопалив для водного транспорту та забезпечує пробні рейси на різноманітних судах. Зокрема, 21 липня 2022 р. під час візиту в порт Роттердам біопаливом було заправлено круїзне судно AIDAgrima класу Hyperion [118] водотоннажністю 124500 тонн та пасажиромісткістю 3400 пасажирів. Біопаливо GoodFuels характеризується як «паливо для заправки» (“drop-in fuel”), що не потребує модифікацій двигуна чи паливних резервуарів. Отримують це біопаливо отримані з сировини, яка сертифікована як 100% відходи або залишки, без проблем із землекористуванням або вирубкою лісів і без конкуренції з виробництвом харчових продуктів. Це дозволяє зменшити викиди CO₂ на 80-90% порівняно з викопним паливом.

Цукро і крохмалевмісну сировину у процесі ферментації переробляють у спиртові біопалива (біоетанол, біометанол та біобутанол). З цих видів **біоетанол** виробляється в найбільших обсягах і вже додається до автомобільного бензину в США, ЄС і Бразилії в сумішах до 85% (мас.). Етанол можна спалювати в більшості бензинових двигунів у суміші до 20% з бензином, а чистий етиловий спирт можна використовувати як паливо з мінімальними налагодженнями та модернізацією двигуна. В Україні зараз основною цукровмісною сировиною для виробництва спирту є меляса, також для цього можна вирощувати цукрове сорго; основна крохмалевмісна сировина – зерно, зокрема, кукурудзи. Така сировина вважається харчовою, і тому з неї виробляють біоетанол першого покоління, використання якого в ЄС обмежують. Відповідно до Директиви RED II внесок біопалив першого покоління (тобто вироблених з харчових сільськогосподарських культур) у частку кінцевого споживання енергії у транспортному секторі для конкретної країни не може перевищувати відсотка, досягнутого нею у 2020 р. плюс 1%, але не більше 7%.

Біоетанол другого покоління можна виробляти з лігноцелюлозної сировини, що має значний потенціал біомаси та вважається більш сталою сировиною. В Україні поки що відсутні підприємства із виробництва біоетанолу другого покоління, хоча таке біопаливо вже комерційно виробляють у багатьох країнах. З огляду на наявні ресурси біомаси основною сировиною для вітчизняного виробництва біоетанолу другого покоління можна розглядати післяжнивні рештки: солому, побічну продукцію кукурудзи і соняшнику. В перспективі також можна залучати енергетичні культури.

Бутанол також можна виробляти з лігноцелюлозної сировини або цукровмісної сировини за допомогою процесу бродіння, однак висока токсичність бутанолу створює труднощі для його застосування та промислового виробництва. Важлива перевага етанолу полягає в тому, що системи розподілу та зберігання вже існують і присутні в багатьох портах, де їх можна легко підключити до інфраструктури бункерування. Модернізація

бункерів для зберігання палива також проста, і, отже, це паливо добре впишеться в існуючу інфраструктуру. Етанол характеризується температуро спалаху 14°C , що обумовлює його пожежонебезпеку та необхідність впровадження відповідних заходів безпеки при поводження з ним [87]. Хоча спиртові суміші можна додавати до сучасних бензинових двигунів за умови мінімальних модифікацій двигуна, через фізичні властивості етанол не підходять для використання в двигунах із запалюванням від стиснення (дизельних). Але, існують варіанти встановлення на судах багатопаливних двигунів або двигунів, призначених для роботи виключно на спиртових паливах.

Термохімічні процеси для виробництва біопалива використовують високу температуру та/або тиск і, можливо, гомогенні та/або гетерогенні каталізatori для перетворення біомаси на рідке паливо та хімікати, а також на тепло та електроенергію [86]. На відміну від ліпідної сировини, яка використовується для виробництва біодизелю та HVO, сировина, перетворена за допомогою термохімічних процесів, в основному складається з лігноцелюлози. Термічна конверсія починається з перетворення біомаси (вологої або сухої) на рідкі проміжні продукти (газ або нафту), а потім каталітично переробляється або гідрообробляється до вуглеводневого палива.

Піролізна переробка передбачає, що біомаса піддається високій температурі, короткому часу перебування за відсутності кисню та часто в присутності інертного газу. Біомаса обробляється при 500°C протягом кількох секунд, після чого частина переходить у газову фазу, а інша фракція перетворюється на **піролізну біонафту**, біовугілля та синтетичний газ (метан, водень, монооксид вуглецю та вуглекислий газ). Біомаса повинна бути подрібнена і висушена (вміст води менше 10%) перед потраплянням у пірореактор. Спалювання піролізної біонафти призводить до менших викидів SO_x і NO_x , хоча вміст твердих частинок залишається досить високим. Вихід піролізної біонафти під час піролізу змінюється залежно від вихідної сировини, типу процесу та умов, а також ефективності збору продукту, і може досягати 70-80%, хоча низький вихід 20% також зустрічається.

Синтетичний газ, отриманий в результаті піролізу, також можна використовувати для виробництва метанолу, хоча з дуже низьким виходом. Для видалення кисню з піролізної біонафти та підвищення її стабільності зберігання для відповідності специфікаціям палива внеобхідний етап каталітичного збагачення. Гідрогенізація перетворює піролізну біонафту на гідрогенізовану піролізну біонафту (НРО), яка потім може бути придатною для використання у дизельних двигунах. Також піролізну біонафту можна використовувати як компонент емульсійного біопалива для водного транспорту для підвищення його теплової ефективності та зменшення викидів твердих часток при використанні в дизельних двигунах. Емульсії піролізної біонафти не тільки підвищують стабільність палива, додавання емульгаторів (поверхнево-активних речовин) діє як модифікатор в'язкості для створення більш оптимальних властивостей палива

Гідротермальне зрідження – це термохімічний процес, який нагріває вологу біомасу до підвищених температур і тиску ($250\text{-}550^{\circ}\text{C}$, $5\text{-}25\text{ МПа}$) у присутності каталізаторів, утворюючи **сиру біонафту**. Ця біонафта має енергетичний вміст $32\text{-}36\text{ МДж/кг}$, що значно вище ніж у піролізної біонафти $17\text{-}20\text{ МДж/кг}$, і має вміст кисню між 5-20% (зазвичай 12-14%). Залежно від умов переробки, отримана біонафта може бути використана для суднових двигунів, або після збагачення з неї можна виробити дизельне

паливо, бензин або реактивне паливо. Технологія гідротермічного зрідження особливо цікава для переробки відходів, які часто створюють проблеми для виробників. У світі вже є ряд комерційних виробництв біонафти за цією технологією, але поки що вона не використовується у великих масштабах.

Сольволіз – це термічний процес, у якому біомаса зріджується в закритій камері з надкритичним органічним розчинником під тиском. Це подібно до гідротермального зрідження, але замість води використовується органічний розчинник з низькою температурою кипіння. Сировиною може бути будь яка біомаса або залишки гідролізного лігніну, отримані з установок виробництва біоетанолу 2-го покоління. Випробуваними органічними розчинниками є метанол, етанол, 1-пропанол і 1-бутанол. Продуктом реакції є **біонафта**, яку можна далі переробити до палива з низьким вмістом кисню. Залежно від вихідного матеріалу, кінцевий продукт не містить сірки та придатний для змішування або використання як паливо. Весь процес без каталізатора і не потребує гідроочищення перед змішуванням з дизельним паливом. Процес перевірено в лабораторних масштабах, і планується перехід до пілотного виробництва.

Технологія газифікації передбачає перетворення біомаси за високої температури (900°C) і тиску в присутності невеликої кількості кисню та/або пари в газ, де проміжний продукт називається синтез-газом. Хімічно газифікація розщеплює вихідний матеріал на основні компоненти (CO, H₂ і CO₂), які можна використовувати безпосередньо як паливо для газових двигунів і турбін, виробництва тепла та генерації електроенергії. Для виробництва рідкого транспортного палива синтетичний газ може бути перероблений у каталітичному процесі Фішера-Тропша та гідроочищенням в широкий спектр вуглеводневих рідин, таких як метанол, дизельне або інше синтетичне паливо. Це дуже енергоємний процес, але він має деякі переваги перед прямим спалюванням вихідного матеріалу. Кінцевий продукт має вищу стабільність порівняно з використанням піролізу.

Сировина може варіюватися від деревної біомаси до сільськогосподарських залишків (потоки лігноцелюлозних відходів). Комерційне біопаливо, вироблене шляхом газифікації, відоме як **BtL (біомаса в рідину)** або **синтетичне паливо Фішера-Тропша (Ф-Т)**. Біопаливо, вироблене за допомогою газифікації, має більший потенціал на ринку авіаційного палива порівняно з судновим паливом, оскільки додана вартість авіаційного палива переважає витрати на енергію та переробку для виробництва екологічно чистого палива вищої якості. Для сектору водного транспорту синтез-газу можна каталітично перетворювати у метанол з виходом до 75%. Крім цього синтез-газ, отриманий під час газифікації, також можна перетворити на **диметиловий ефір (ДМЕ)**. ДМЕ може використовуватися як паливо у дизельних двигунах, бензинових двигунах і газових турбінах. Під час згоряння ДМЕ викидається дуже низький рівень твердих частинок, NO_x і СО, однак при цьому виникають і проблеми з змащенням.

Талова олія – це темна в'язка рідина, що утворюється під час виробництва крафт-целюлози як побічний продукт після обробки відпрацьованого варочного розчину. Обсяг утворення цієї сировини обмежений целюлозно-паперовою промисловістю. Вихід талової олії становить в межах 30-50 кг з тонни целюлози. **Гідрогенізація талової олії створює паливо, подібне до HVO**, яке можна використовувати як дизельне паливо або змішувати зі

звичайним паливом. Виробнича установка подібна до виробництва НВО, що відбувається на традиційних нафтопереробних заводах із застосуванням хімічного каталізу.

Фотосинтезуючі водорості та/або ціанобактерії можна вирощувати з використанням сольового розчину та стічних вод з вищим виходом ліпідів з одиниці площі, ніж рослини.

Паливо, вироблене з ліпідів водоростей, може мати високу температуру спалаху, біологічно розкладається та сумісно зі звичайним біодизелем. Основним недоліком виробництва біопалива з водоростей є вартість переробки, зокрема, витрати на отримання олії через великий вміст води у водоростях може бути вище ніж вартість самої олії. Переробки водоростей у біопалива поки що не отримала комерційного розповсюдження.

Біогаз, отриманий шляхом анаеробного бродіння, потенційно є сировиною для виробництва **зрідженого біогазу (LBG)**. Єдиною технічною вимогою для переробки біогазу в LBG є збагачення біогазу до біометану, зокрема, шляхом видалення CO_2 . Цей процес комерційно використовується у біометанових установках, які підключені до газових мереж. У подальшому біогаз може бути зріджений, за технологією зрідження СПГ. У 2023 р. планується запустити перший демонстраційний завод з виробництва зрідженого біометану для водного транспорту проєкту FirstBio2Shipping у Нідерландах (**рис. 2.14**) з потужністю виробництва 6 млн Nm^3 /рік біогазу, 2400 т/рік біометану та 5000 т/рік біо- CO_2 . Проєкт зменшить викиди ПГ на 92% порівняно з базовим сценарієм [89].

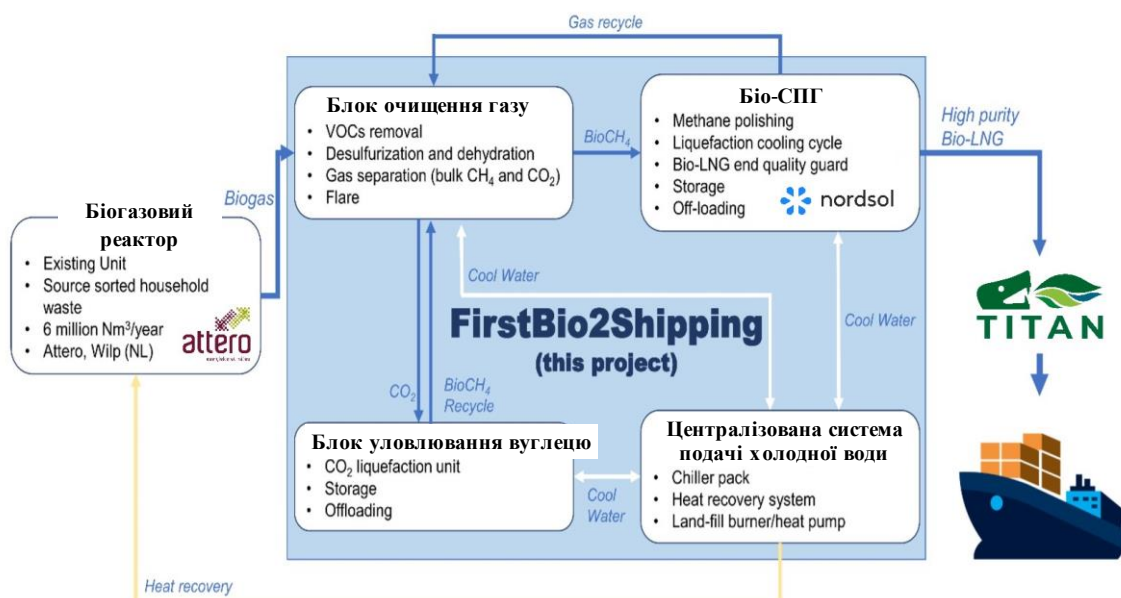


Рис. 2.14. Схема проєкту FirstBio2Shipping із використання зрідженого біогазу для бункерування суден [89].

У ЄС на біопалива для дизельних двигунів діють стандарти на метилові етери жирних кислот (FAME) EN 14214 та парафінові дизельні палива синтезу або гідроочищення EN 15940, що включає гідроочищену рослинну олія (HVO) і біомасу в рідину (BtL). Біопалива можуть використовуватися як у чистому вигляді так і у сумішах із традиційним паливами з нафти. У даний час лише біодизель (FAME) (у концентраціях до 7% за об'ємом) схвалено для використання з MGO як суднове паливо відповідно до класів дистильованих палив DFA, DFZ і DFB міжнародного стандарту ISO 8217:2017. Такі суміші біодизелю

забезпечують суттєво скорочення викидів твердих часток. Зниження викидів твердих часток важлива екологічна перевага кисневмісного палива, і часто значних скорочень можна досягти при відносно низьких рівнях суміші (<10%). Біонафту не можна безпосередньо змішувати з дистильованими паливами, але для створення емульгованої паливної суміші використовують поверхнево-активні речовини [88].

Пряма заміна морського газойлю (MGO) можлива за умови досягнення достатніх обсягів виробництва біопалива. Але, навіть у сумішевому паливі, біопаливо забезпечує зменшення викидів твердих часток та CO₂. Слід відзначити, що для успішної реалізації проєкту із заміщення викопних палив представники заводу-виробника суднових двигунів повинні підтвердити сумісність двигунів із біопаливами та обов'язкові умови для їх надійної експлуатації. Порівняння собівартості біопалив з орієнтовною ціною на судове паливо MGO на 2020 р. наведено у **табл. 2.7**.

Таблиця 2.7. Діапазони виробничих витрат для біопалив та альтернативних палив порівняно із ціною судового палива MGO [90].

Вид біопалива	Сировина	Виробничі витрати		Ціна викопного палива		Співвідношення
		дол. США/л	дол. США/МДж	дол. США/л	дол. США/МДж	
Бюдизель FAME	Рослинні олії, відходи жирів і олій	0,75–1,25	0,02–0,035	0,57	0,016	1,3–2,2
HVO	Рослинні олії, відходи жирів і олій	0,84–1,38	0,024–0,039			1,5–2,4
Дизель Ф-Т	Лігноцелюозна біомаса	0,85–2,36	0,024–0,066			1,5–4,1
Біометанол	Лігноцелюозна біомаса	0,33–0,59	0,021–0,037			1,3–2,3
Метанол	Природний газ, вугілля	0,22–0,41	0,014–0,026			0,9–1,6
ДМЕ	Природний газ, вугілля	0,27–0,40	0,014–0,021			0,9–1,3

Отже, найбільш перспективним біопаливом для суден є дизельне біопаливо (наприклад, HVO – гідроочищена рослинна олія, BtL – біомаса в рідину, FAME – метилові етери жирних кислот) та LBG (рідкий біогаз, який в основному складається з метану). Бюдизель, HVO і BtL найбільш підходить для заміни MDO/MGO, LBG для заміни викопного СПГ і SVO (пряма рослинна олія) для заміни HFO [73]. Хоча й інші технології розвиваються і у перспективі зважаючи на локальні особливості можуть бути впроваджені у водному транспорті. Перелік основних аспектів комерціалізації виробництва біопалив наведено на **рис. 2.15**. Ці аспекти необхідно враховувати при впровадженні біопалив для сектору водного транспорту України.

Сировина

- Доступність
- Надійність поставок
- Вартість та її варіація
- Якість та її варіації
- Збирання
- Логістика зберігання та транспортування
- Критерії сталості

Технологія перетворення

- Технологічна зрілість
- Продуктивність та масштабованість
- Широке застосування
- Ціна за тонну палива
- Енергетична ефективність

Місцеві і глобальні нормативні акти та ринки

- Критерії сталості
- Мандат на відновлюване паливо
- Вуглецевий податок
- Цілі скорочення викидів парникових газів
- Вміст сірки
- Підтримка досліджень і розробок

Утилізація палива

- Інфраструктура бункерування
- Сумісність із паливною системою та двигуном
- Об'єм паливного резервуару
- Ціна фрахту

Суспільство та навколишнє середовище

- Сертифікація сталості
- Їжа чи паливо
- Суспільна думка

Рис. 2.15. Основні аспекти комерціалізації біопалив для водного транспорту [87].

Викиди парникових газів біопалив та альтернативних палив для водного транспорту визначених за методикою оцінки життєвого циклу (LCA) наведено на **рис. 2.16**. Сумарні викиди парникових газів кожного етапу життєвого циклу палив позначені фіолетовими ромбами та порівнюються з базовими викидами MGO ($90 \text{ гCO}_{2\text{екв}}/\text{МДж}$, зелена лінія).

Біопаливо другого покоління, виготовлене з відходів і лігноцелюлозної біомаси, забезпечує найбільше скорочення викидів парникових газів: від 70% до майже 100% у порівнянні з MGO. Це пов'язано з незначним впливом таких біопалив на землекористування, великим поглинанням біогенного вуглецю та помірним використанням енергії викопного палива для перетворення сировини. Дизельне паливо ДМЕ і Ф-Т, виготовлене з целюлозної сировини, має особливо низькі викиди парникових газів – майже нульові. Моделювання непрямих зміни землекористування загалом показує, що енергетичні культури, такі як міскантус, коли вирощуються на маргінальних землях, мають низькі або негативні викиди ILUC. Біопаливо першого покоління, вироблене з соєвої олії та пальмової олії, утворює достатньо високі викиди ILUC, і загальні викиди парникових газів протягом життєвого циклу співрозмірні із викидами ПГ MGO. Зокрема, олійні культури для

виробництва біопалива можуть конкурувати за землі придатні для вирощування продовольчих культур, що спричиняє підвищення цін на продовольство. Найбільше викидів утворюють альтернативні палива з природного газу, які значно більше ніж у MGO через потребу у додатковій енергії для синтезу палива [90].

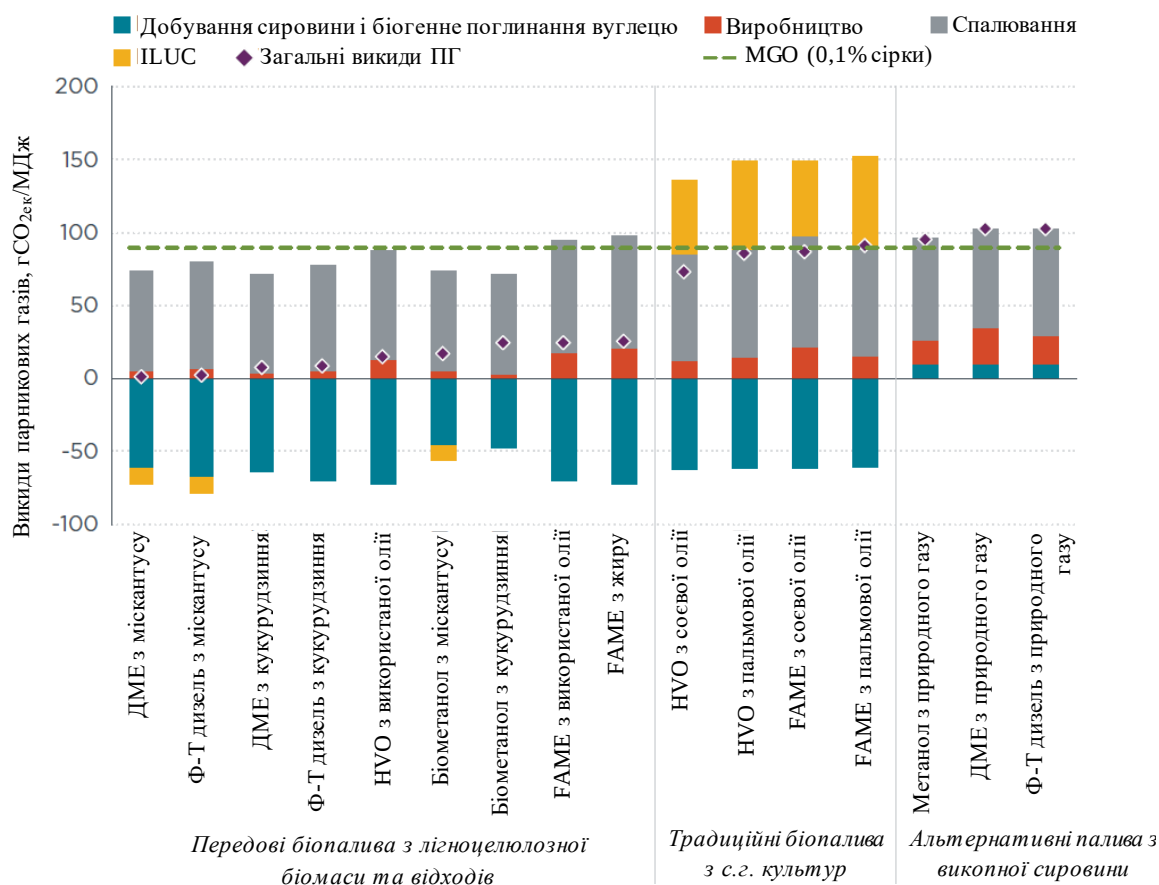


Рис. 2.16. Викиди парникових газів протягом життєвого циклу (100-річний потенціал глобального потепління) альтернативних рідких суднових палив [90].

Слід відзначити, що існують різноманітні комерційні технології виробництва біопалив для водного транспорту, які можна реалізувати в Україні і основним аспектом для реалізації проєктів в цьому напрямку є наявність необхідних обсягів сировини з гарантованими стабільними поставками. З огляду на наявність значних площ маргінальних земель в Україні доцільним є вирощування енергетичних культур для подальшої переробки у біопалива. Для водного транспорту з огляду на подальшу переробку у біопалива для заміни існуючих суднових палив у першу чергу викликає інтерес вирощування енергетичних олійних культур та виробництва біодизелю та HVO, що дозволить скоротити існуючі викиди парникових газів. Також у разі появи суден із газовими двигунами можна швидко налагодити виробництво біометану для використання як паливо для водного транспорту.

Технічний Регламент щодо вимог до автомобільних бензинів, дизельного, суднових та котельних палив [109], визначає, що суднове паливо – рідке дистильатне нафтове паливо, що використовується в суднових високо- та середньооборотних дизельних

двигунах, а також газотурбінних установках. На нашу думку, Технічний Регламент не враховує можливість використання біопалива як суднового палива.

2.7. Порівняльний аналіз альтернативних палив для водного транспорту

З точки зору застосування різних видів палива можна виділити перевезення водним транспортом на короткі відстані та глибоководні. При перевезеннях на короткі відстані судна зазвичай працюють в обмежених географічних зонах на відносно коротких маршрутах із частими заходами в порти. Через відносно низьку потребу в енергії ці судна часто є ідеальними кандидатами для випробування нових видів палива, що характеризується високими витратами на енергоконверсію або зберігання. Наприклад, Норвезький поромний сектор перебуває в процесі електрифікації, близько 50 електричних поромів буде введено в дію протягом найближчих років [73].

Слід відзначити, що для використання електричних суден з акумуляторними батареями у портах потрібна спеціальна потужна зарядна інфраструктура. Наприклад, щоб зарядити 1000 кВт*год (приблизно еквівалентно 100 літрам нафтового палива) за 30 хвилин, потрібно 2000 кВт електричної потужності, а для зарядки такої ж кількості енергії за 10 хвилин потрібно вже 6000 кВт електричної потужності. Це часто створює значне навантаження на місцеву електричну мережу та може потребувати додаткових ресурсів [119].

Використання водню також є технічно можливим, і у 2021 р. норвезький оператор Норлед запустив перший у світі паром на зрідженому водні, що працює на паливних елементах [91]. У той же час судовласники розглядають впровадження нових палив через економічну доцільність і тому інвестують у комерційно зрілі технології.

Глибоководне судноплавство включає великі океанські судна, які здійснюють довгі маршрути, часто без регулярного розкладу. Ці судна потребують використання палива, яке доступне у всьому світі. Енергоносій, що приводить у рух судно, повинен мати достатньо високу щільність енергії, щоб максимізувати доступний вантажний простір. Для цих суден СПГ може бути життєздатним варіантом, коли відповідна інфраструктура бункерування стане доступною в усьому світі. Екологічне біопаливо, метанол і зріджений газ також можуть бути вибором за умови, що вони можуть бути доступні в необхідних кількостях і відповідного рівня якості.

Міжнародне сертифікаційне і класифікаційне товариства DNV [73] визначило СПГ, ЗНГ, метанол, біопаливо та водень найбільш перспективними альтернативними видами палива для судноплавства. Крім цього серед нових технологій мають гарний потенціал для використання на судах: акумуляторні системи, системи паливних елементів і вітряні рушійні установки. Системи паливних елементів для кораблів знаходяться на стадії розробки, але потрібен час, щоб вони досягли ступеня зрілості, достатнього для заміни головних двигунів. Акумуляторні системи вже використовуються, однак на більшості морських суден їхня роль обмежена підвищенням ефективності та гнучкості. Батареї не можуть зберігати величезну кількість енергії (**рис. 2.17**), необхідної для живлення великого корабля. Вітряні рушії, хоча і не є новою технологією, потребуватимуть певних розробок, щоб зробити суттєві зміни для сучасних суден. Ключові фактори впровадження альтернативних палив для водного транспорту пов'язані з перевагами для навколишнього

середовища, сумісністю з іншими видами палива, наявністю достатніх обсягів палива для потреб судноплавства, витратами на бункерування та міжнародними правилами.

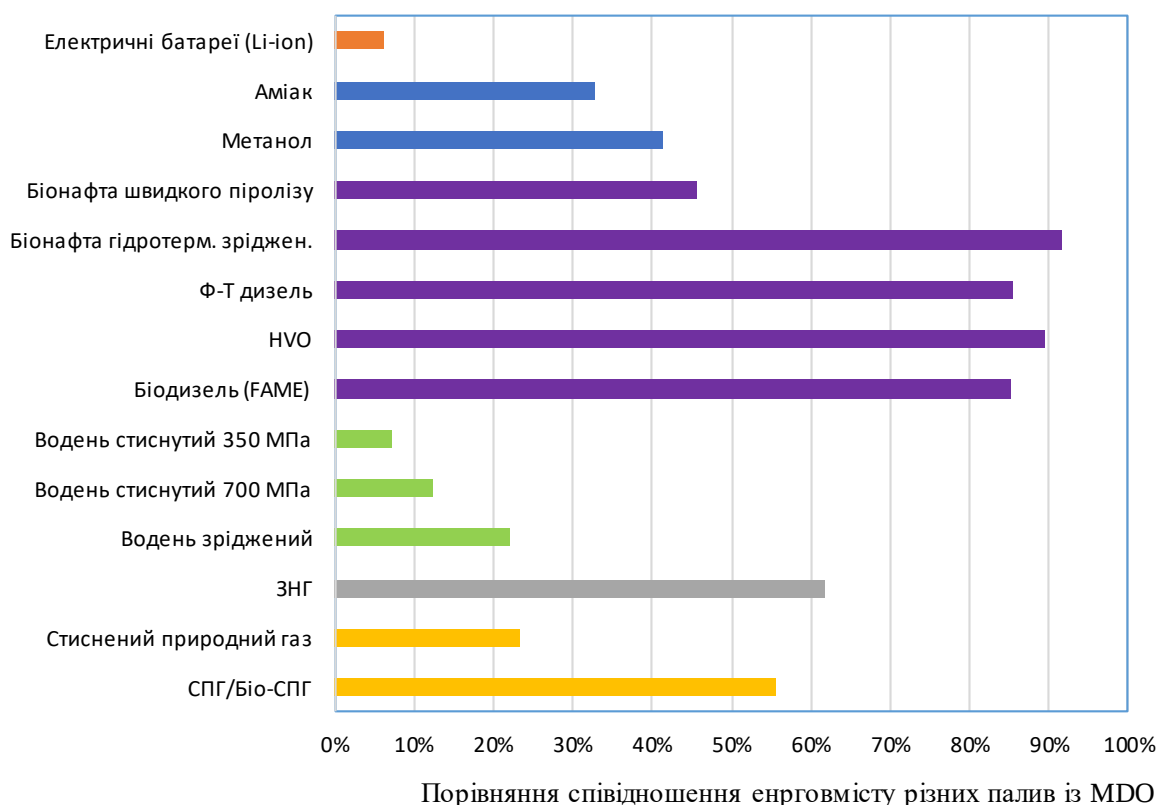


Рис. 2.17. Порівняння енерговмісту одиниці об'єму різних видів палива (енергоносіїв) для водного транспорту з енерговмістом MDO (100%).

Згідно висновків звіту [92] Об'єднаного дослідницького центру Європейської Комісії (JRC), поки що не визначене оптимальне поєднання різних видів альтернативних палив для декарбонізації перевезень водного транспорту, оскільки існують потенційні недоліки в сталості, інфраструктурі та розподілі, пов'язані, зокрема, із біопаливом, біометаном, аміаком, воднем, метанолом. Дослідження переваг і недоліків різних альтернативних видів палива для різних видів водного транспорту було б корисним для підтримки збільшення виробництва, а також їх використання в двигунах суден.

У короткостроковій перспективі пропонуються альтернативні види палива з низьким вмістом вуглецю із викопної сировини, такі як СПГ, ЗНГ і стиснений природний газ як засіб досягнення швидкого зменшення забруднення від судноплавства, однак їх внесок у декарбонізацію обмежений залежно від типу двигуна та виділення метану. Потрібне подальше обмірковування того, як слід керувати переходом від таких видів палива, щоб прокласти шлях до палива з низьким вмістом викопного вуглецю, такого як біоСПГ, біодизель, аміак, метанол або водень, і чи можуть такі перехідні види палива відволікати увагу від розробки довготермінових видів палива з низьким або нульовим вмістом вуглецю, що створює ризики інвестицій в новітню інфраструктуру. Використання акумуляторних технологій для водного транспорту вважається перспективним для застосування на коротких відстанях перевезень. У майбутньому із розвитком цієї технології, зокрема,

збільшення швидкості зарядки, щільності енергії та зменшення вартості, дозволить використовувати акумуляторні системи і для інших напрямків судноплавства. Для досягнення кліматичних цілей ЄС до 2050 року, а також необхідного скорочення викидів до 2030 року відповідно до Європейської зеленої угоди знадобляться радикальні зміни щодо впровадження альтернативних видів палив та ВДЕ і підвищенням ефективності сектору водного транспорту.

Для сприяння переходу до чистого водного транспорту за координацією Технологічної платформи водного транспорту ЄС реалізується **проект «Структурування на шляху до водного транспорту з нульовими викидами» (STEERER)**, який отримав фінансування за Програмою досліджень та інновацій ЄС Горизонт 2020. За результатами досліджень цього проекту [121] розглянуто перспективи використання альтернативних палив для 6 профілів операційної діяльності суден:

- **Судноплавство на далекі відстані** включає великі океанські судна, у яких дуже велика частка споживання енергії пов'язана з рухом судна на постійній швидкості на великі відстані. Сьогодні ці судна приводяться в рух двотактними двигунами внутрішнього згоряння з механічним прямим приводом або приводом через редуктор. Двигуни мають високу енергоефективність для цієї мети. Таким суднам потрібне доступне у всьому світі паливо і важлива щільність енергії палива для максимізації простору, доступного для транспортування вантажів на великі відстані.

- **Судна в сегменті короткого плавання**, як правило, менші ніж судна попереднього профілю, з більш різноманітними робочими параметрами, і більша частка їхнього часу та енергії витрачається на цілі, відмінні від сталого руху. Для цих суден менші відстані та дуже різноманітні потреби в електроенергії можуть зробити електричні або гібридні електричні енергетичні та привідні системи (включаючи дизель/газоелектричні) більш ефективними, ніж традиційні механічні приводи. Наявність системи розподілу електроенергії забезпечує більш ефективний розподіл енергії в широкому діапазоні профілів навантаження двигуна. Це також збільшує гнучкість використання енергії від батарей, паливних елементів і відпрацьованого тепла, а також відновлюваних джерел енергії. Для кораблів короткого плавання потенційна частка енергоспоживання, яку потрібно оптимізувати за допомогою батарей і паливних елементів, вища, ніж для глибоководних суден.

- **Сектор внутрішнього водного транспорту** досить різноманітний і складається з суден для внутрішнього плавання, буксирів і плавучого обладнання. Судна внутрішнього плавання, як правило, менші порівняно з морськими суднами і мають меншу потужність, встановлену на борту. Переважна більшість європейського внутрішнього флоту використовує високошвидкісні (>1250 обертів на хвилину) стандартні дизельні двигуни (відповідно стандарту EN590). Тип судна та його робоча діяльність є двома ключовими елементами, які визначають придатність конкретної екологічної технології/палива. Наприклад, у суднах, що плавають на короткі відстані по каналах, можуть використовуватися повністю електричні силові агрегати, тоді як чисті рідкі палива можуть бути більш придатними для великих суден, які плавають на великі відстані по річках (наприклад, Роттердам-Базель).

– **Круїзні лайнери** — це високотехнологічні судна із високою доданою вартістю, що потребують великих обсягів енергії, у тому числі на забезпечення різноманітних послуг для пасажирів. У короткостроковій перспективі логічним вибором для цих суден є модернізація з метою використання ряду потенційно екологічних видів палива, а також електропостачання з берега. У наступних покоління круїзних лайнерів можуть бути поєднанні різні комбінації енергоносії та технологій, наприклад, паливні елементи з акумуляторними батареями, двигунами внутрішнього згоряння та іншими видами ВДЕ.

– **Пором** курсують між фіксованими пунктами і є найбільш підходящим для переведення у повністю електричні з повним нульовим рівнем викидів. Для поромів із запасом ходу до 200 морських миль можливо використання електричних акумуляторів, паливних елементів та двигунів внутрішнього згоряння, які працюють на альтернативному паливі, причому регіональні умови та політичні пріоритети вплинуть на вибір того чи іншого рішення. Вимоги щодо нульових викидів під час заходу та стоянки в гавані підштовхнуть використання гібридних рішень з акумуляторами. Для поромів дальнього сполучення найбільш конкурентоспроможним рішенням будуть двигуни внутрішнього згоряння на альтернативних видах палива, які будуть доповнені заходами з енергоефективності та розумним джерелом живлення у портах.

– **Офшорні судна** – це широка категорія суден, які забезпечують установку, експлуатацію та обслуговування морського обладнання. Ці типи суден зазвичай мають високе енергоспоживання у пікові моменти. Різноманітність робочих операцій, а також розміри суден роблять офшорні судна ідеальними кандидатами для інноваційних рішень. Їхня діяльність поблизу берега дозволяє частіше заправлятися паливом і, отже, можна застосовувати носії енергії з низькою щільністю. Робота поблизу берега також означає, що необхідно максимально скоротити викиди SO_x і PM (тверді частки).

При цьому проведено аналіз електрифікації суден та трьох напрямків використання енергоносіїв, що охоплюють доступні варіанти альтернативних палив для розвитку сектору водного транспорту до 2030 р. і у подальшому:

1) **легкі гази: СПГ → Біо/е-метан → Водень**. У загальному, легке низькомолекулярне паливо з високим енергетичним вмістом, але більш вимогливе до систем подачі та зберігання, головним чином через кріогенні умови. Для цього напрямку, якщо не враховувати скидання метану, СПГ може зменшити викиди парникових газів приблизно на 20%; біометан може бути вуглецево-нейтральним, тоді як водень у перспективі може стати паливом з нульовим вмістом вуглецю.

2) **важкі гази та спирти: LPG/метанол → Біо/е-паливо → Аміак**. Як правило, важчі, складніші молекули, але з меншими вимогами до постачання та зберігання палива, ніж у напрямку легких газів. Метанол може зменшити викиди CO₂ приблизно на 10%, у той час як біометанол може бути вуглецево нейтральним, а аміак може у перспективі розглядатися як паливо з нульовим вмістом вуглецю.

3) **біо/синтетичні палива: Біо-/відновлюване дизельне паливо → Газ у рідкі палива → Біопалива 2-го та 3-го покоління**. Ці види палива мають властивості, подібні до дизельного палива, і тому набагато менш вимогливі з точки зору нової інфраструктури та технологій на борту, і можуть використовуватися з мінімальними змінами в поточних конструкціях суден. Доступність цих рідких палив з низьким вмістом вуглецю все ще дуже

обмежена, але для декарбонізації авіаційного, водного і автомобільного транспорту ЄС передбачається, що кожен літр рідкого палива для транспорту може стати кліматично нейтральним до 2050 р.

В результаті проведеного аналізу отримано наступні висновки:

1) Для легких газів:

- СПГ забезпечує найменші викиди з викопних видів палива (за вирахуванням потенційних викидів газу), технічно його можна змішувати з воднем (додаючи до 10% чистого H_2) і це паливо підходить майже для всіх типів суден. Деякі кораблі вже використовують СПГ, у тому числі з двопаливними двигунами. Однак СПГ потребує у 2-3 рази більшого об'єму резервуарів ніж мазут з таким самим енергетичним вмістом і, поки що у світі мало інфраструктурних об'єктів для бункерування СПГ. Крім того, використання СПГ втрачає громадську та політичну підтримку. Існує обмежена кількість проєктів для вдосконалення цієї технології.

- Водень (двигуни внутрішнього згоряння та паливні елементи). Дуже незначне використання для експлуатації (малі кораблі), але багато поточних проєктів із швидкими технологічними вдосконаленнями для більших кораблів і більших відстаней. Зараз технологія все ще стикається з рядом проблем: високі ціни виробництва, низька щільність енергії та енергоефективність; недостатньо розвинена супутня інфраструктура (наприклад, бункеровка); високі CAPEX; неповна правова/політична база.

2) Для важких газів та спиртів:

- Зріджений нафтовий газ (ЗНГ). Викопне паливо з дуже низьким, але дещо зростаючим проникненням на ринок. Обмежена пропозиція та відсутня законодавча база.

- Метанол. Перспективне альтернативне паливо, чисте, доступне в багатьох регіонах, з інфраструктурою, подібною до традиційних видів палива та двопаливних двигунів. Повільне проникнення на ринок. Деякі проєкти продовжують розвивати двопаливні двигуни. Метанол має низьку щільність енергії та потребує високих витрат на модернізацію суден та паливної інфраструктури, але може використовуватися як метод уловлювання, використання і зберігання вуглецю. Незавершена правова база щодо метанолу як енергоносія чи палива.

- Аміак. Носій водню, але легший у зберіганні (у тому числі в порівнянні із СПГ або батареями), за відповідних обставин може бути без викидів CO_2 . Однак реального або запланованого просування на ринок на даний момент немає, хоча деякі з новіших двигунів можуть працювати на аміаку. Деякі проєкти з аміаку розробляються, в тому числі за межами ЄС. Слабкі сторони: низька об'ємна щільність енергії та висока вартість палива; висока токсичність; відсутня законодавча база (код IGC щодо токсичних вантажів, які не можна використовувати як паливо).

3) Для біо/синтетичних палив:

- Біопалива. Залежно від джерела біомаси, переробки та типу енергії, яка використовується для перетворення біомаси на паливо, скорочення викидів вуглецю або потенціал сталості кожного біопалива також буде різним. Перевага полягає в тому, що біопалива можна змішувати у великих співвідношеннях із традиційними паливами як «паливо для заправки» (“drop-in fuels”), що дозволяє уникнути потреби в нових паливних резервуарах і паливних системах. Двигуни не потребують змін. Однак біопалива дорожчі

за більшість інших видів палива, тому поширеність на ринку надзвичайно низька, без чітких перспектив покращення.

- Синтетичні палива (PtL). Для того, щоб ці види палива вважалися «низьковуглецевими», важливо використовувати водень, вироблений за допомогою енергії з нульовим викидом вуглецю (наприклад, електроліз із відновлюваними джерелами енергії або атомної енергії), і CO₂, який видобувається з атмосфери. Синтетичні палива можна використовувати в існуючій інфраструктурі.

Слід відзначити, що для забезпечення більшого скорочення парникових газів, окремі види альтернативних палив для водного транспорту можна виробляти з відновлюваної сировини та/або енергії, наприклад біо-СПГ і біоводень з біомаси.

Електрифікація. Значна кількість суден, переважно гібридних, вже експлуатуються; більше суден замовлено, спостерігається зростання повністю електричних. Переважно пороми та інші типи середніх і малих суден. Основні проблеми: це непрактично для деяких суден, зокрема великих кораблів, через розмір і вагу необхідних батарей, а також збільшення частоти бункерування.

У звіті Світового банку щодо курсу на декарбонізацію морського транспорту [123] зазначено, що для досягнення необхідного скорочення викидів парникових газів (**рис. 2.18**), у судноплаванні знадобиться перехід від викопних палив до бункерних палив з нульовим вмістом вуглецю, які включають, наприклад, біопалива, водень і аміак або синтетичні палива на основі вуглецю. У цьому контексті бункерне паливо з нульовим вмістом вуглецю охоплює види палива, які з точки зору викидів парникових газів є «ефективно» нульовими (тобто паливо виробляється з небіогенної відновлюваної електроенергії) або вуглецево-нейтральними (тобто при отриманні палива з атмосфери вилучається певна кількість діоксиду вуглецю еквівалентну тому, що виділяється під час горіння). Очікується, що з 2030 року бункерні палива з нульовим вмістом вуглецю увійдуть у світове судноплавання, складаючи не менше 5% загального обсягу бункерних палив, і швидко розповсюдяться, щоб досягти кліматичної цілі ІМО до 2050 р.

Для цього у рамках поточного десятиріччя потрібно налагодити виробництво нових суден та модернізацію наявних, що дозволить споживати бункерні палива з нульовим вмістом вуглецю. За результатами оцінки аміак і водень визначені як найбільш перспективні на сьогоднішній день бункерні палива з нульовим вмістом вуглецю, тому що біопаливо знаходиться під ризиком бути обмеженим постачанням сталої біомаси та міжгалузевою конкуренцією, а синтетичне паливо на основі вуглецю, швидше за все, буде менш конкурентоспроможним з точки зору вартості.

Аналіз ролі СПГ не виявив передумов для широкомасштабного використання СПГ як бункерного палива для двигунів. Тому, з точки зору сектора в цілому, роль СПГ як бункерного палива, ймовірно, буде зосереджена у нішевих застосуваннях. Приклади можуть включати його використання на вже існуючих маршрутах, які вже мають вигоду від існуючих СПГ-терміналів у портах, з конкретними типами суден, таких як СПГ-танкери, де вантаж може використовуватися як паливо, і пороми, круїзні судна або прибережні судна, де якість повітря є важливою перевагою або за особливих обставин, коли можуть існувати сильні внутрішні інтереси, які віддають перевагу СПГ.

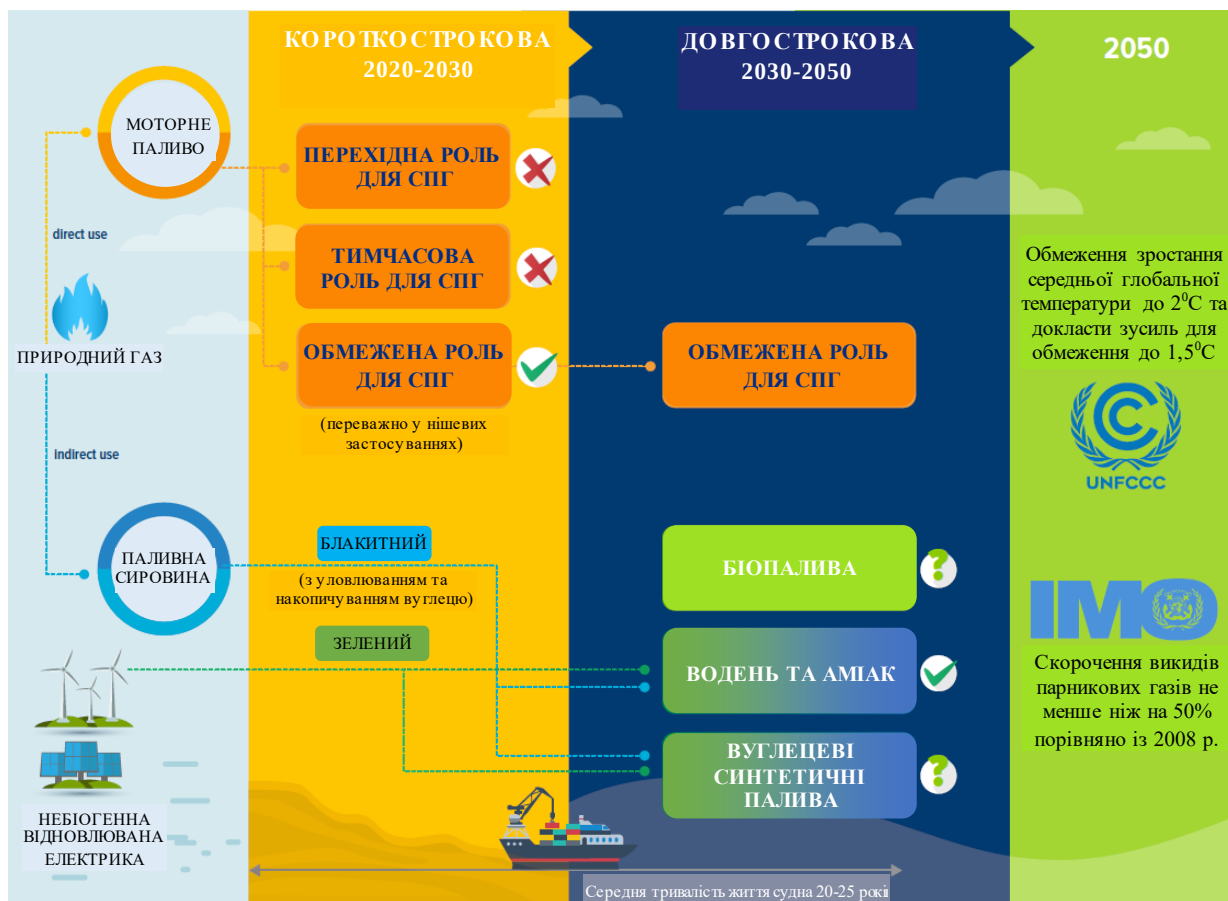


Рис. 2.18. Пропонована роль природного газу як бункерного палива і як паливної сировини для декарбонізації судноплавства [123].

Специфіка сектору водного транспорту України пов'язана із існуючою практикою річкового та морського судноплавства. На внутрішніх водних шляхах працюють 4 оператори, з яких 3 приватні компанії (Укррічфлот, Нібулон та Київський річковий порт) та державне підприємство Українське Дунайське Пароплавство, які мають річковий флот, флот річка-море, буксирний і службово-допоміжний флот. Ці компанії потенційно можуть запровадити використання альтернативних видів палива, які придатні для існуючих двигунів суден, зокрема, біопалива з олійних культур такі як біодизель або HVO. При чому ТОВ СП «НІБУЛОН» має значні ресурси для виробництва таких біопалив, зокрема, компанія обробляє 77 тис. га сільгоспугідь та має сучасну зернову логістичну інфраструктуру з потужністю зберігання 2,25 млн т зерна. Судноплавна компанія Нібулон була створена у 2009 р., і тут використовуються відносно нові судна, тоді як 81,9% річкового флоту України технічно і морально застарілі судна із середнім віком експлуатації від 25 до 30 років.

Також біопалива які замінюють традиційний мазут і дизельне паливо можна запровадити для використання у морських перевезеннях, що дозволяє застосовувати існуючу інфраструктуру, а тому не потребує значних інвестицій. Але на ринку морських перевезень працюють дуже багато різних компаній і судновласників, у тому числі, з іноземною реєстрацією суден, і тому стейкхолдери орієнтуються на глобальні тенденції бункерування щодо вимог до палив та викидів. Компаніям, які пропонують послугу із бункерування в Україні, необхідно підлаштовуватися під глобальні тенденції, зокрема, і

розвитку СПГ, аміаку, метанолу і водню. На малих судах із бензиновими двигунами можна використовувати сумішеві палива на основі бензину із додаванням етанолу і метанолу та ЗНГ. Для запровадження альтернативних палив для водного транспорту: СПГ, аміаку, метанолу і водню та акумуляторних батарей потрібні значні інвестиції як у інфраструктуру постачання, зберігання і бункерування, зарядні станції так і у нові судна або модернізацію існуючих суден.

У табл. 2.8 наведено порівняльний аналіз перспективних альтернативних палив та енергоносіїв із оцінкою їх рейтингу для умов України. При визначенні рейтингу використовувалися підходи аналогічні тим, що застосовані при визначенні рейтингу альтернативних авіаційних палив (п. 1.4.3 Технічного звіту). Оцінювався як поточний рейтинг, так і майбутній з фокусом на *середньостроковій перспективі* (до 10-15 років), що дає можливість сформувати **сумарний рейтинг** для кожного виду палива. У довгостроковій перспективі (більше 20 років) ситуація може суттєво змінитися через розвиток новітніх технологій, зміну економічних умов та інші фактори.

Таблиця 2.8. Порівняний аналіз альтернативних палив, електроенергії та водню для використання у секторі водного транспорту [63, 73, 86, 87, 90, 120, 121, 122].

Вид палива/технології	Переваги*	Недоліки*	Рейтинг палив для запровадження в Україні*
Біометан	- Відпрацьована технологія виробництва та можливість транспортувати у існуючих газових мережах. - Можливість переробки різноманітної біомаси у однаковий кінцевий продукт – біометан. - За рахунок використання біомаси досягається значне скорочення викидів парникових газів. - Для підвищення енергоємності паливних резервуарів можливість зрідження як СПГ або стиснення.	- Обсяги виробництва обмежуються наявними локальними запасами сировини. - Значні капітальні витрати у біогазові установки та обладнання для очищення біогазу до біометану. CAPEX біометанового заводу 10 млн. м³/рік становить близько 10 млн. євро - Для використання як паливо для транспорту біометан необхідно зріджувати за криогенної температури -162⁰С біо-СПГ (LBG) або стискати до тиску 200-250 бар.	<i>Поточний:</i> Низький <i>Перспективний:</i> Високий <u>Сумарний (max 10)</u> 9
Електроенергія	- Гнучкість та зручність використання електричної енергії. Високий ККД електроприводів. - Якщо електроенергія надходить з ВДЕ, можна вважати, що повністю електричне судно не викидає CO₂, NO_x, PM і SO_x. - Залежно від силової установки також можна	- Через значний розмір і вартість акумуляторів, недоцільно переводити на електроенергію великі судна та судна дальнього плавання. - Втрата вантажного простору через відносно невеликий енерговміст акумуляторів (рис. 2.17). - Збільшення частоти бункерування.	<i>Поточний:</i> Середній <i>Перспективний:</i> Високий <u>Сумарний (max 10)</u> 8

Вид палива/технології	Переваги*	Недоліки*	Рейтинг палив для запровадження в Україні*
	суттєво зменшити шум від роботи двигунів.		
Метиліві етери жирних кислот (FAME)	- Можливість використання як «паливо для заправки» (“drop-in fuels”) у існуючих паливних системах із використанням наявних резервуарів та інфраструктури бункерування. - Чинний міжнародний стандарт ISO 8217 дозволяє додавати до 7% FAME у дистильовані палива. - Значне скорочення викидів парникових газів при виробництві із використаної харчової олії та відходів жирів. - Реалізовано багато проєктів у водному транспорті із використанням сумішей FAME до 20%.	- Обмежені ресурси сировини, особливо відходів. - При виробництві із олійних культур викиди парникових газів можуть бути нижче ніж вимоги Директиви ЄС RED II. - Висока вартість при виробництві із олійних культур. - Необхідність використання метанолу при отриманні FAME. - При використанні чистого FAME необхідна незначна модернізація двигунів, зокрема, заміна шлангів, фільтрів, сальників на пристосовані до біодизелю. - У чистому FAME необхідно використовувати різні добавки (для пригнічення росту бактерій, зниження температури застигання, покращення стабільності, тощо).	<i>Поточний:</i> Середній <i>Перспективний:</i> Вище середнього <u>Сумарний (max 10)</u> 8
Гідроочищена рослинна олія (HVO)	- Якісне паливо з біомаси, хімічний склад якого відповідає традиційному. У ЄС HVO стандартизоване EN 15940. - Енергетичний вміст близький до традиційного суднового палива. - Можливість використовувати у існуючій інфраструктурі та паливних системах у чистому вигляді та як добавка для традиційного палива. - Комерційний продукт.	- Значне скорочення парникових газів (80-90%) при виробництві із відходів, тоді як у HVO із олійних культур викиди ПГ можуть бути нижче ніж вимоги Директиви ЄС RED II. - Обмеженість ресурсів сталої сировини. - Складна технологія обумовлює високу вартість біопалива.	<i>Поточний:</i> Середній <i>Перспективний:</i> Високий <u>Сумарний (max 10)</u> 8
Скrapлений природний газ (СПГ)	- Охолодження і зрідження зменшує об'єм газу у 600 разів, роблячи це паливо більш енергоємним. - Зрілість технології, вже багато суден переведені на	- Значні витрати енергії на зрідження та необхідність підтримання криогенної температури (-162°C). - Менші викиди ПГ на 10-20% у порівнянні з мазутом, але значно більше ніж у	<i>Поточний:</i> Низький <i>Перспективний:</i> Вище середнього <u>Сумарний (max 10)</u> 7

Вид палива/технології	Переваги*	Недоліки*	Рейтинг палив для запровадження в Україні*
	СПГ, і значна кількість суден на СПГ замовленні. • Скорочення викидів SO_x, PM, NO_x, CO₂. • Використання СПГ у двопаливних двигунах і його все більша доступність у світі роблять СПГ надійним і життєздатним проміжним паливом. • Технічно можливо змішувати СПГ з 5-10% чистого водню без зміни властивостей скрапленого природного газу.	альтернативних видів палива з низьким вмістом вуглецю. • Можливі витоки метану. • Використовує невідновлювані ресурси. • Відсутність в Україні інфраструктури СПГ. • Високий CAPEX на переобладнання та нове судно. Модернізація судна з переведенням на СПГ складає близько 1000 євро/кВт	
Метанол	• Метанол є перспективним альтернативним паливом для зменшення викидів і покращення екологічних показників судноплавства. • Доступний у всьому світі комерційний продукт із великими можливостями розподілу та зберігання • Можливість виробляти біометанол та зелений e-метанол (PtL), що дозволяє суттєво зменшити викиди парникових газів.	• Порівняно з мазутом необхідний об'єм резервуара більше (233%). • Додаткові капітальні витрати на встановлення на суднах систем придатних для метанолу становлять приблизно 1/3 від витрат, пов'язаних із системами СПГ. • Необхідні спеціальні резервуари для метанолу та спеціальна інфраструктура бункерування. • Легко займистість та токсичність.	<i>Поточний:</i> Низький <i>Перспективний:</i> Середній <u>Сумарний (max 10):</u> 6
Аміак	• Безвуглецеве паливо. • Температура кипіння становить -33,3°C, тому, застосовуючи помірний тиск, аміак можна зріджувати. • Наявність в Україні портового терміналу аміаку. • Можливість виробляти блакитний та зелений аміак.	• Відсутність комерційних двигунів, поява першого очікується у 2024 р. • Низький вміст енергії, приблизно 30% за об'ємом порівняно із судовим паливом MGO. • Необхідна спеціалізована інфраструктура бункерування. • Токсичність та корозійність до деяких металів.	<i>Поточний:</i> Низький <i>Перспективний:</i> Середній <u>Сумарний (max 10):</u> 6
Водень	• Не містить вуглецю та сірки, використання зеленого та блакитного H₂ призведе до майже нульових викидів вуглецю. • Велика кількість дослідних програм у різних секторах, що може	• Технологія ще відпрацьовується у пілотних проєктах. • Нерозвинена інфраструктура бункерування. • Виробництво та зберігання H₂	<i>Поточний:</i> Низький <i>Перспективний:</i> Середній <u>Сумарний (max 10):</u> 6

Вид палива/технології	Переваги*	Недоліки*	Рейтинг палив для запровадження в Україні*
	пришвидшити поширення водню як палива. Можливість використання як енергоносія у паливних елементах.	енерговитратне та дороге і потребує значних інвестицій. - Зріджений водень необхідно охолоджувати до криогенних температур (-253°C) і для цього потрібно витратити близько 30% його енергетичного вмісту. - Стиснений водень отримують при тиску 700-300 бар. - Низька щільність енергії, особливо якщо водень стиснутий, а не зріджений. - Кріогенна небезпека та вибухонебезпека.	
Дизель Ф-Т	- Перспективне паливо придатне для використання як «паливо для заправки» (“drop-in fuels”) у існуючих паливних системах та наявній інфраструктурі бункерування. У ЄС діє стандарт EN 15940 - Можливо використовувати значні ресурси сталої сировини, зокрема, лігноцелюлозної, що забезпечить значне скорочення викидів парникових газів.	- Паливо з високою доданою вартістю, технологія виробництва якого орієнтована на дорогий сегмент транспорту, зокрема, авіацію. - Процес Фішера-Тропша відпрацьований і комерційно використовується для переробки вугілля та природного газу. Але, у використанні біомаси ця технологія ще розвивається і не досягла комерційних масштабів виробництва.	<i>Поточний:</i> Низький <i>Перспективний:</i> Середній <u>Сумарний (max 10):</u> 6
ДМЕ	- Синтез газ може бути перероблений у ДМЕ, як альтернатива процесу Ф-Т. - Високе цетанове число 55-60. - ДМЕ зберігається в рідкому стані при відносно низькому тиску 0,5 МПа. - Використовують у модернізованих або спеціальних двигунах.	- Низька щільність енергії (19 МДж/л зрідженого ДМЕ), низька в'язкість та погані змащувальні властивості. - Не отримав розповсюдження як комерційне паливо. Використовувався як паливо для малих суднах у демонстраційних проєктах. - Токсичний у великих концентраціях.	<i>Поточний:</i> Низький <i>Перспективний:</i> Середній <u>Сумарний (max 10):</u> 5
HTL біонафта	- Високий енерговміст 32-36 МДж/кг. - Може бути використана для судових двигунів. - Можливо переробляти відходи, що забезпечує	- Технологія поки, що не вийшла на комерційний рівень. - Хімічно відрізняється від нафтових палив та може не відповідати діючим вимогам стандарту ISO 8217-2017.	<i>Поточний:</i> Низький <i>Перспективний:</i> Середній <u>Сумарний (max 10):</u> 5

Вид палива/технології	Переваги*	Недоліки*	Рейтинг палив для запровадження в Україні*
	значне скорочення викидів парникових газів.		
Біоетанол	- Біоетанол найбільш розповсюджене біопаливо у світі. - Біоетанол 2 покоління виробляється із лігноцелюлозної сировини, а не із продуктів харчування і кормів, та забезпечує значне скорочення парникових газів. - Проста модернізація існуючої інфраструктури бункерування для впровадження біоетанолу.	- Біоетанол використовується у бензинових двигунах. Розвиток нових технологій багатопаливних дизельних двигунів може потенційно відкрити ринок морського палива для біоетанолу, але пройдуть десятиліття, перш ніж ці технології можна буде знайти у більшій кількості суден. - Висока вартість біоетанолу з лігноцелюлозної сировини. - Легко займистість.	Поточний: Середній Перспективний: Середній <u>Сумарний (max 10)</u> 5
ЗНГ	- Зрідження відбувається при помірному тиску. (Пропан у рідкому стані при тиску понад 8,4 бар та температурі 20°C). - Незважаючи на низьке використання ЗНГ як альтернативного палива, кількість замовлених суден із двопаливним двигуном ЗНГ зростає, що свідчить про те, що технологія стає зрілою. - Досвід використання ЗНГ на автомобільному транспорті. - Безпечний у використанні. - Можливість виробляти ЗНГ з відновлюваних ресурсів, зокрема, біомаси.	- В основному на ринку пропонується ЗНГ з викопних ресурсів, що забезпечує скорочення викидів CO₂ до 18% порівняно із мазутом. - Нерозвинута інфраструктура бункерування, хоча у віті наявна велика мережа імпортерів і експортерів терміналів ЗНГ. - Пропозиція ЗНГ обмежена: зараз технологія представляє інтерес для суден, які перевозять зріджений газ як вантаж. - Необхідність інвестицій у двопаливний двигун.	Поточний: Низький Перспективний: Середній <u>Сумарний (max 10)</u> 5
Пряма рослинна олія (SVO)	- Проста технологія виробництва і можливо використовувати для заміни мазути у двигунах з низькою частотою обертання. - Обмежене використання як комерційного палива.	- Тривале використання призводить до зносу деталей двигуна. - Втрачає стабільність при зберіганні, і тому потрібно використовувати антиокислювальні добавки. - Обмежені обсяги сталої сировини. У разі виробництва з олійних культур скорочення викидів парникових газів можуть бути нижче ніж вимоги Директиви ЄС RED II.	Поточний: Низький Перспективний: Нижче середнього <u>Сумарний (max 10)</u> 4

Вид палива/технології	Переваги*	Недоліки*	Рейтинг палив для запровадження в Україні*
Піролізна біонафта	• Скорочення викидів SOx і NOx. • Можливо використати як сировину для виробництва метанолу. • Для суднових дизельних двигунів можна використовувати як компонент емульсійного біопалива для підвищення теплової ефективності та зменшення викидів твердих частинок	• Технологія поки, що не вийшла на комерційний рівень. • Високі викиди твердих часток (PM). • Низький енерговміст (17-20 МДж/кг). • Високий рівень кисню, щоб вважатися вуглеводневим паливом, і висока здатність до окислення.	<i>Поточний:</i> Низький <i>Перспективний:</i> Низький <u>Сумарний (max 10)</u> 3

** Переваги і недоліки для умов України, а також рейтинг окремих альтернативних палив для водного транспорту, водню та електроенергії – оцінка авторів звіту.*

При визначенні рейтингу альтернативних палив для водного транспорту враховано наступні аспекти (табл. 2.9):

- рівень розвитку технології та її складність;
- сумісність з існуючими двигунами, паливною системою суден та інфраструктурою бункрування;
- наявність/ доступність сировинної та ресурсної бази;
- об'ємний енерговміст палива і енергоносія;
- стандартизація палива;
- ціна;
- скорочення викидів парникових газів протягом життєвого циклу.

За результатами порівняльного аналізу та оцінки **найбільш перспективними для України вбачаються наступні палива для водного транспорту:**

- Біометан, який може використовуватися у стисненому або скрапленому вигляді.
- Біодизель (FAME) та гідроочищена рослинна олія (HVO).
- Електричні силові установки з акумуляторними батареями.
- Скраплений природний газ (СПГ).

Таблиця 2.9. Порівняння можливості використання альтернативних палив для водного транспорту за обраними критеріями.

Паливо, яке заміняється	Альтернативне паливо	Технологія	Сировина	Критерії оцінки палив (технологій)							Рейтинг (максимум 10)
				Досягнення комерційного рівня / досвід в Україні	Сумісність з існуючими двигунами/ інфраструктурою	Наявність і доступність сировини	Об'ємний енерговміст палива і енергоносія	Стандартизація	Ціна	Скорочення викидів ПГ	
Дистилятне паливо (MGO)	FAME	Етерифікація	Рослинні олії та ВХО	+ / +	± / +	+ / ±	+	+	±	± / +	8
	HVO	Гідрообробка	Рослинні олії	+ / -	+ / +	+	+	+	±	±	8
			ВХО та жири	+ / -	+ / +	±	+	+	+	+	8
	Ф-Т дизель	Газифікація та синтез Ф-Т	Біомаса	- / -	+ / +	+	+	+	±	+	6
	Метанол	Риформінг	Природний газ	+ / -	- / -	+	±	+	+	-	3
		Газифікація/ риформінг	Біомаса	+ / -	- / -	+	±	+	+	+	6
	Біостанол	Ферментація	Цукро-/ крохмалевмісна	+ / +	- / +	+	±	+	+	±	5
		Гідроліз/ ферментація	Лігноцелюлозна	+ / +	- / +	+	±	+	±	+	5
Залишкове паливо. Мазут (HFO)	ДМЕ	Газифікація	Біомаса	- / -	- / -	+	±	-	±	+	5
	SVO	Екстракція	Рослинні олії	+ / -	± / ±	+	+	-	±	±	4
	Піролізна біонафта	Піроліз	Біомаса	- / -	± / ±	+	±	-	±	+	3
Модернізація двигунів з переведенням на паливо альтернативне	HTL біонафта	Гідротермічне зрідження	Біомаса	- / -	+ / +	+	+	-	±	+	5
		Зрідження	Природний газ	+ / -	-	+	+	+	±	-	7
	СПГ	Ферментація/ зрідження	Біомаса	+ / -	-	+	+	+	±	+	9
		Зрідження	Пропан/бутан	+ / +	± / -	±	±	±	+	-	5
	Водень	Риформінг	Природний газ	+ / -	-	+	-	-	-	-	3
		Газифікація	Біомаса	+ / -	-	+	-	-	-	+	6
		Електроліз	Вода	+ / -	-	+	-	-	-	+	6
	Аміак	Риформінг	Природний газ	+ / -	-	+	±	-	-	-	3
		Газифікація	Біомаса	+ / -	-	+	±	-	-	+	6
		Електроліз	Вода	+ / -	-	+	±	-	-	+	6
	Електроенергія	ВДЕ		+ / -	-	±	-	+	±	+	8

3. Техніко-економічна оцінка ланцюгів виробництва та постачання альтернативних палив для секторів авіації та водного транспорту

3.1. Оцінка вартості сировини для виробництва альтернативних палив

З огляду існуючу вітчизняну практику сільського і лісового господарства та переробки для подальшої конверсії у біопалива відібрано чотири види олійних культур: соняшник, ріпак, ріжій та соя; один вид зернових культур: кукурудза на зерно; лігноцелюлозну біомасу: солому, стебла кукурудзи, міскантус, енергетичну вербу та деревну тріску з відходів лісозаготівлі; силос кукурудзи; мелясу бурякову та використану харчову олію. У **табл. 3.1** наведено основні припущення та характеристики для оцінки орієнтовної вартості розглянутих видів сировини з урахуванням витрат на вирощування і збирання відповідно до технологічних карт для сільськогосподарських культур [110] й енергетичних культур; витрат на заготівлю соломи, стебел і деревної тріски; вартості реалізації меляси бурякової і використаної харчової олії; транспортних витрат для перевезення цих видів біомаси на умовну відстань 50 км та рентабельність 20%.

Таблиця 3.1. Характеристики вітчизняної сировини для виробництва біопалив.

Сировина	Урожайність, т/га			Базова вологість, %	Нижча теплотворна здатність, МДж/кг	Питомі витрати на тонну (Сер. варіант), EUR/т	Питомі витрати на перевезення, EUR/(т·км)
	Min	Сер.	Max				
Соняшник	2,0	3,0	4	8	20,0	305	0,071
Ріпак	2,0	3,0	3,8	8	20,0	260	0,063
Ріжій	1,5	2,0	3,2	12	20,0	240	0,063
Соя	1,8	2,5	3,5	12	17,0	354	0,063
Кукурудза	4,3	7,7	10,3	14	16,0	159	0,063
Силос	20,0	32	50	65	4,3	19	0,063
Солома в тюках	2,5	3,3	4	15	14,0	15	0,098
Стебла кукурудзи в тюках	3,3	4,7	6,7	25	12,5	15	0,072
Міскантус (подрібн.)	10,0	14,0	20,0	15	14,7	15	0,231
Верба енергетична	10,0	14,6	20,0	50	8,0	19	0,120
Меляса				25	12,5	100	0,063
Тріска				40	10,2	45	0,063
Використана харчова олія				2	37,0	200	0,075

Діаграма з результатами оцінки очікуваної вартості сировини представлена на **рис. 3.1**. Отже, найменша питома вартість енергії у лігноцелюлозної біомаси: соломи в

тюках 1,7 EUR/ГДж, кукурудзиння в тюках 1,8 EUR/ГДж. Питома вартість енергії міскангусу становить 2,2 EUR/ГДж, енергетичної верби – 3,8 EUR/ГДж за припущенням, що плантація міскангусу буде продукувати товарну біомасу 21 рік, а верби – 24 роки.

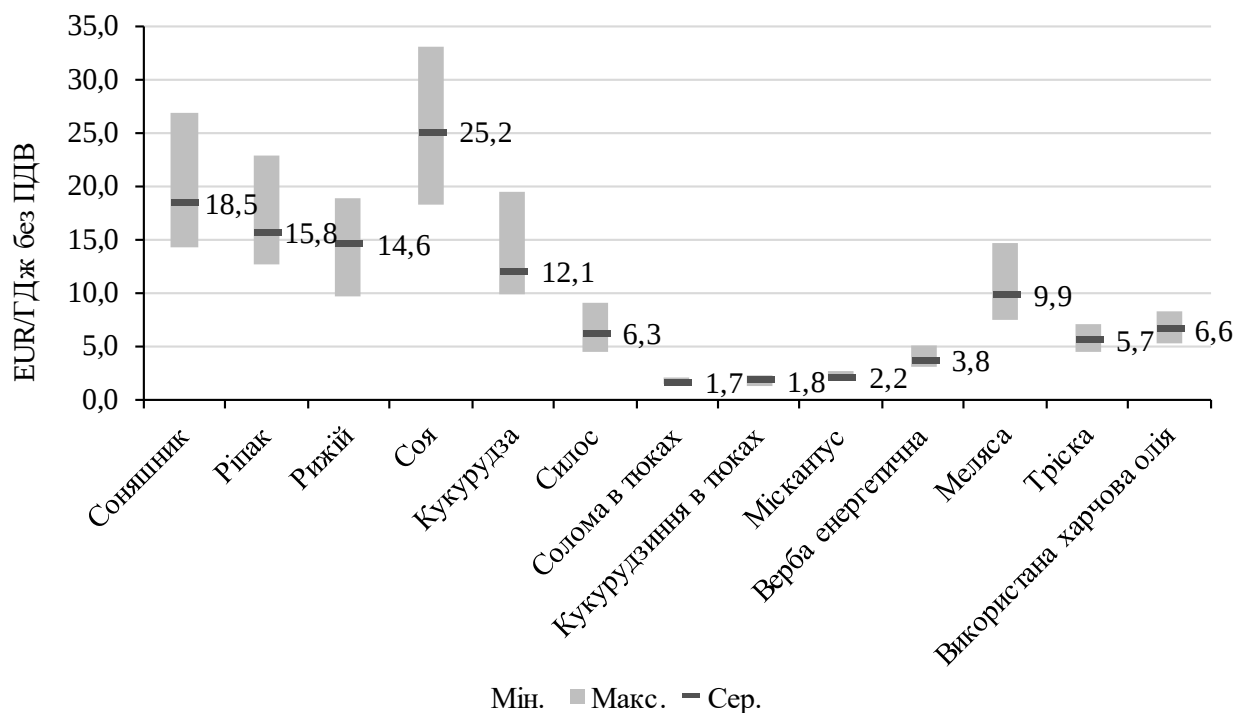


Рис. 3.1. Очікувана питома вартість біомаси для переробки у 2022 р.

З олійної сировини найменша питома вартість у використаній харчовій олії 6,6 EUR/ГДж. У силосу кукурудзи, який може бути використаний для анаеробного зброджування і отримання біогазу, очікувана питома вартість становить 6,3 EUR/ГДж. У кукурудзи, яка може бути перероблена у біоетанол, питома вартість біомаси складає 12,1 EUR/ГДж. Насіння олійних культур, яке може бути перероблено у пряму рослинну олії, метилові етери жирних кислот або гідрочищену олію питома вартість становить 18,5 EUR/ГДж для соняшнику, 15,8 EUR/ГДж для ріпаку, 14,6 EUR/ГДж для рижію та 25,2 EUR/ГДж для сої. Питома вартість тріски деревної з відходів лісозаготівлі становить 5,7 EUR/ГДж.

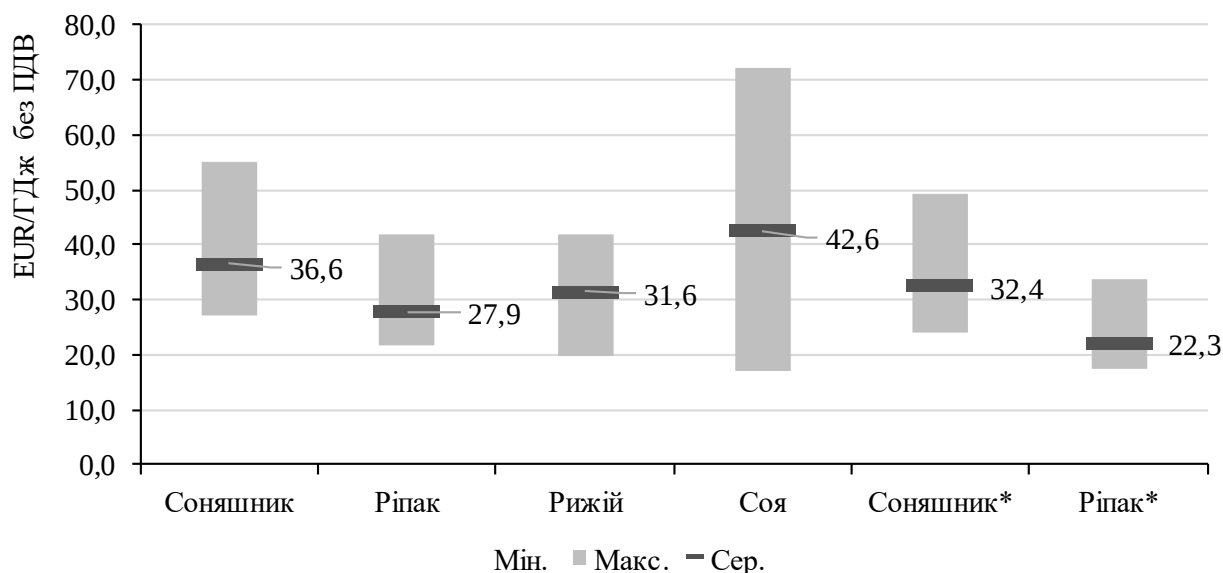
3.2. Оцінка вартості прямої рослинної олії

Насіння соняшнику, ріпаку, рижію та сої можна переробити у рослинну олії, яка придатна для використання як заміник мазуту. Для малих обсягів виробництва використовують технологію відтискання олій пресовим способом. Визначимо вартість виробництва прямої рослинної олії (SVO) пресовим двостадійним способом із річною продуктивністю по насінню 2500 т/рік та очищенням фільтруванням. У табл. 3.2 наведені основні припущення прийняті у розрахунках.

Таблиця 3.2. Переробка насіння олійних культур у рослинну олію пресовим способом

Показники	Соняшник	Ріпак	Рижій	Соя
Вихід SVO, кг/т насіння	300	320	270	150
Побічні продукти:				
Лушпиння, кг/т насіння	175			
Макуха, кг/т насіння	427	554	566	686
Вартість побічної продукції	64	66	57	262
Витрати на 1 т насіння, EUR/т				
Енергія і матеріали	9,5	9,7	8,9	11,8
ТО і ремонт	2,80	2,80	2,80	2,8
Оплата праці	12,5	12,5	12,50	12,5
Амортизація	2,8	2,80	2,80	2,8
Разом	28	28	27	30

Для отримання олії у промислових масштабах використовують метод екстракції, що дозволяє збільшити вихід олії з насіння. Проведено розрахунок виробництва олії на олійно-екстракційному заводі продуктивністю 3000 т олії/добу. Дані щодо вхідних матеріалів, побічної продукції, витрат енергії прийнято з оцінки життєвої циклу соняшnikової та ріпакової олій [111]. Результати оцінки очікуваної питомої вартості прямої рослинної олії з соняшника, ріпаку, рижію та сої за рентабельності 20% наведено на **рис. 3.2**. Вартість ріпакової олії, отриманої екстракцією, становить **22,3 EUR/ГДж**, що нижче ніж вартість пресової ріпакової олії **27,9 EUR/ГДж**.



Примітка: * олія отримана з використанням способу екстракції.

Рис. 3.2. Очікувана питома вартість прямої рослинної олії, отриманої з насіння олійних культур у 2022 р.

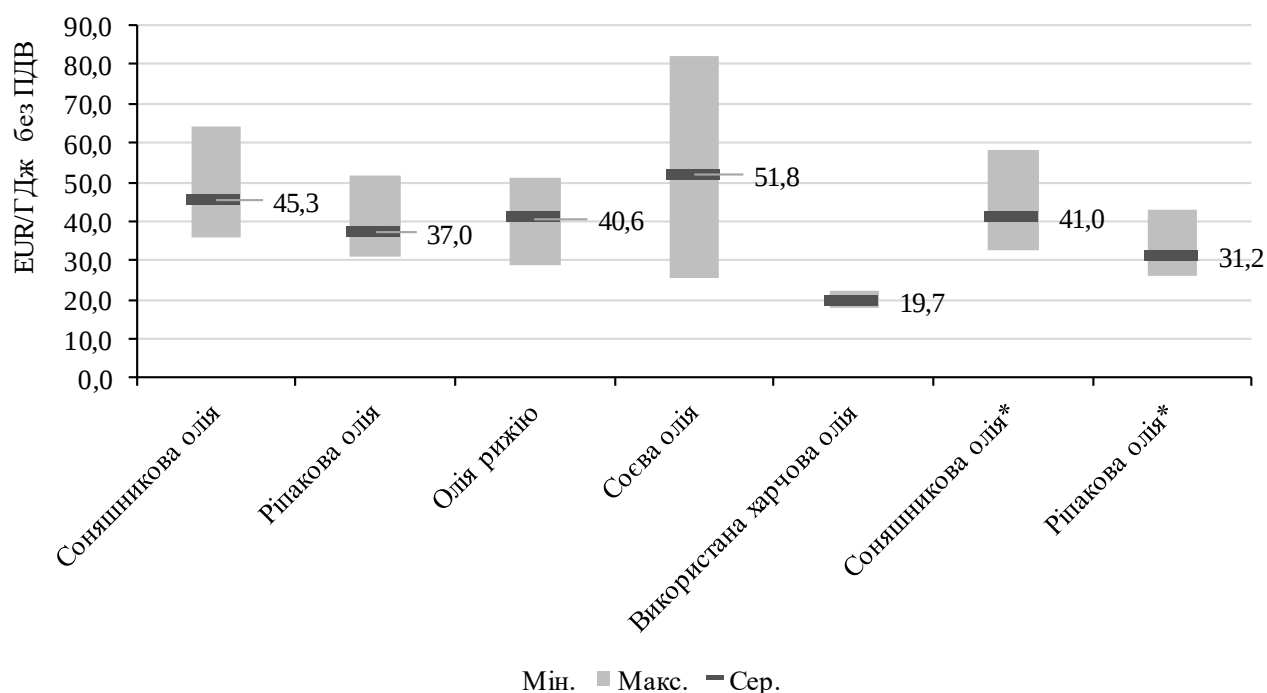
3.3. Оцінка вартості біодизеля

З огляду на виникнення несправностей у двигунах під час тривалого використання прямої рослинної олії для заміни мазуту, більш доцільно олії переробляти у інші види біопалив, зокрема, біодизель. Розглянуто виробництво метилових естерів жирних кислот з рослинних олій з використанням класичної технології метанолізу з лужним каталізатором у періодичних реакторах [112]. Передбачається, що отриманий у результаті реакції нечищений гліцерин буде реалізований на спеціалізоване підприємство. Припущення прийняті у розрахунках для прямої рослинних олій та використаної харчової олії наведено у табл. 3.3.

Таблиця 3.3. Переробка олій у метилові етери жирних кислот.

Показники	Пряма рослинна олія	Використана харчова олія
Вихід FAME, кг/т олій	950	809
Вартість побічної продукції, EUR/т олій	58,5	52
Витрати на додаткову сировину (без олій) , EUR/т олій	235	239
Витрати на енергію, EUR/т олій	12,3	12,3
Витрати на оплату праці, EUR/т олій	2,89	2,89
Витрати на ТО і ремонт, EUR/т олій	28	28
Амортизація, EUR/т олій	28	28
Разом, EUR/т олій	249	259

Результати оцінки очікуваної питомої вартості метилових ефірів з прямої рослинної олії та використаної харчової олії за рентабельності 20% наведено на рис. 3.3.



Примітка: * олія отримана з використанням способу екстракції.

Рис. 3.3. Очікувана питома вартість біодизеля у 2022 р.

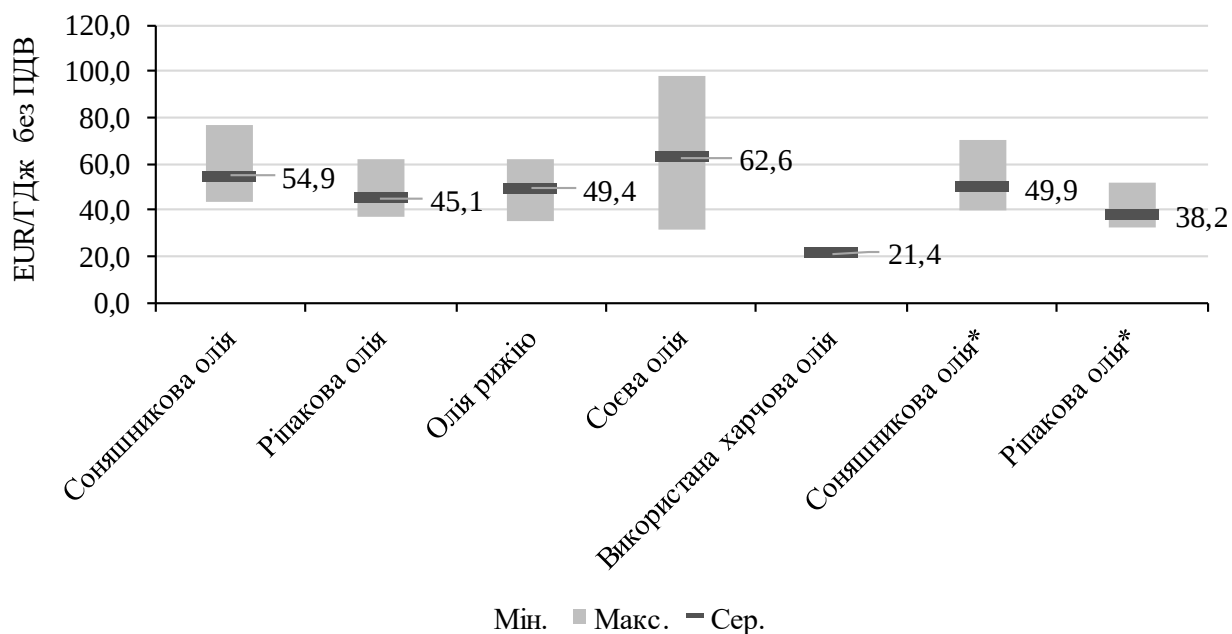
Очікувана питома вартість біодизелю з використаної олії найнижча і складає **19,7 EUR/ГДж**, питома вартість метилових етерів жирних кислот вироблених з екстракційної ріпакової олії становить **31,2 EUR/ГДж**.

3.4. Оцінка вартості гідроочищеної рослинної олії

Для отримання безкисневого вуглеводневого біопалива гідроочищена рослинна олія (HVO) або гідроочищені етери і жирні кислоти (HEFA) рослинні олії піддають обробці воднем. Аналогічно виробництву біодизелю розглянемо переробку соняшникової, ріпакової, ріжівової, соєвої олій та використаної харчової олії. Припущення прийняті у розрахунках наведені у **табл. 3.4**. Результати оцінки питомої вартості HVO зображено на **рис. 3.4**.

Таблиця 3.4. Переробка олій у гідроочищену рослинну олію.

Показники	Пряма рослинна олія	Використана харчова олія
Вихід HVO, кг/т олії	830	762
Вартість побічної продукції, EUR/т олії	77	59
Витрати на додаткову сировину (без олії) , EUR/т олії	98,3	98,3
Витрати на енергію, EUR/т олії	200	200
Витрати на оплату праці, EUR/т олії	1,5	1,5
Витрати на ТО і ремонт, EUR/т олії	56	56
Амортизація, EUR/т олії	56	56
Разом, EUR/т олії	334	352



Примітка: * олія отримана з використанням способу екстракції.

Рис. 3.4. Очікувана питома вартість гідроочищеної рослинної олії у 2022 р.

Найменша питома вартість HVO можливо отримати з використаної харчової олії 21,4 EUR/ГДж, але для збирання великих обсягів такої сировини в Україні необхідно провести системну роботу з метою заохочення закладів харчування збирати, накопичувати та здавати олію. Ріпакова екстракційна олія дозволяє отримати питому вартість HVO 38,2 EUR/ГДж.

3.5. Оцінка вартості біоетанолу першого покоління

Для виробництва біоетанолу першого покоління в Україні в основному може використовуватися кукурудза на зерно та меляса бурякова. У розрахунках виробництва біоетанолу використані техніко-економічні оцінки Української технологічної компанії UTC [113]. Припущення прийняті у розрахунках наведені у **табл. 3.5**. Результати оцінки питомої вартості біоетанолу зображено на **рис. 3.5**. Очікувана питома вартість біоетанолу з меляси становить 32 EUR/ГДж, з кукурудзи на зерно – 32,5 EUR/ГДж.

Таблиця 3.5. Переробка кукурудзи та меляси у біоетанол.

Показники	Кукурудза на зерно	Меляса
Вихід біоетанолу, кг/т сировини	270	226
Вартість побічної продукції, EUR/т сировини	88,1	28,6
Витрати на хімдобавки, EUR/т сировини	20,3	5,2
Витрати на енергію, EUR/т сировини	66,3	42,6
Витрати на оплату праці, EUR/т сировини	9,0	4,9
Витрати на ТО і ремонт, EUR/т сировини	19,1	7,4
Амортизація, EUR/т сировини	15,9	6,9
Разом витрат, EUR/т сировини	130,6	67,1

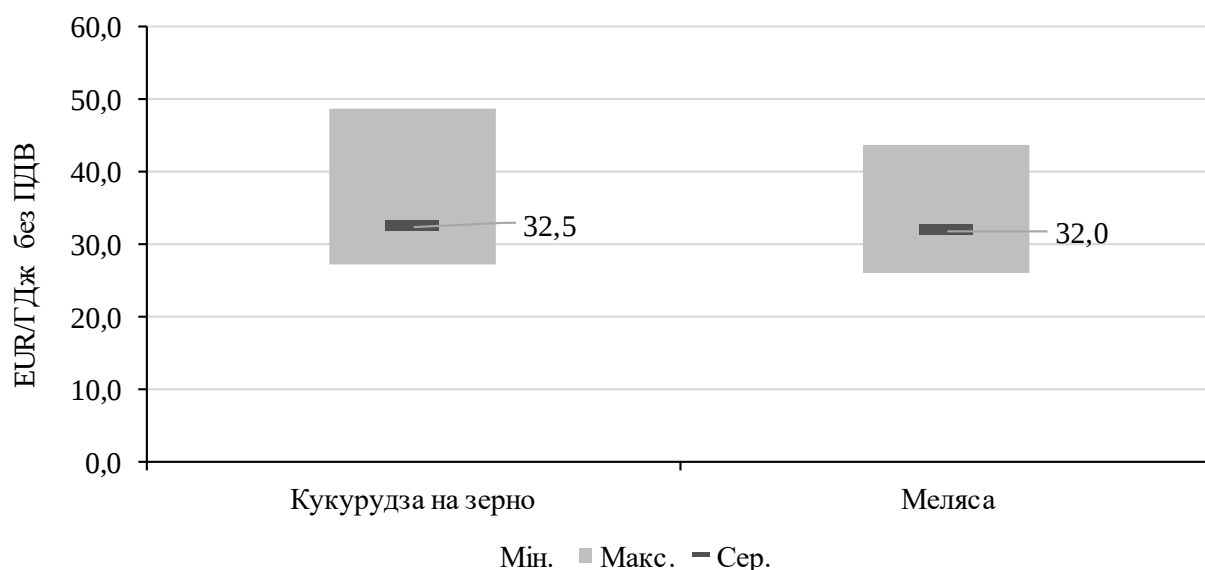


Рис. 3.5. Очікувана питома вартість біоетанолу першого покоління у 2022 р.

3.6. Оцінка вартості біоетанолу з лігноцелюлозної сировини

Для виробництво біоетанолу другого покоління в Україні можуть використовуватися післяжнивні рештки, зокрема, соломка і кукурудзиння, та міскантус. У розрахунках виробництва біоетанолу з лігноцелюлозної сировини використані дані робіт [114, 115]. Припущення прийняті у розрахунках наведені у **табл. 3.6**. Результати оцінки питомої вартості біоетанолу зображено на **рис. 3.6**. Очікувана питома вартість біоетанолу другого покоління з розглянутої сировини становить **46-46,5 EUR/ГДж**.

Таблиця 3.6. Переробка лігноцелюлозної сировини у біоетанол другого покоління.

Показники	Величина
Вихід біоетанолу з соломи (вологістю 15%), кг/т сировини	229
Вихід біоетанолу з кукурудзиння (вологістю 25%), кг/т сировини	199
Вихід біоетанолу з міскантусу (вологістю 15%), кг/т сировини	272
Витрати на хімдобавки, EUR/т біоетанолу	436,6
Витрати на енергію, EUR/т біоетанолу	170,7
Витрати на оплату праці, EUR/т біоетанолу	10,2
Витрати на ТО і ремонт, EUR/т біоетанолу	154,4
Амортизація, EUR/т біоетанолу	154,4
Разом витрат, EUR/т біоетанолу без лігноцелюлозної сировини	926,3

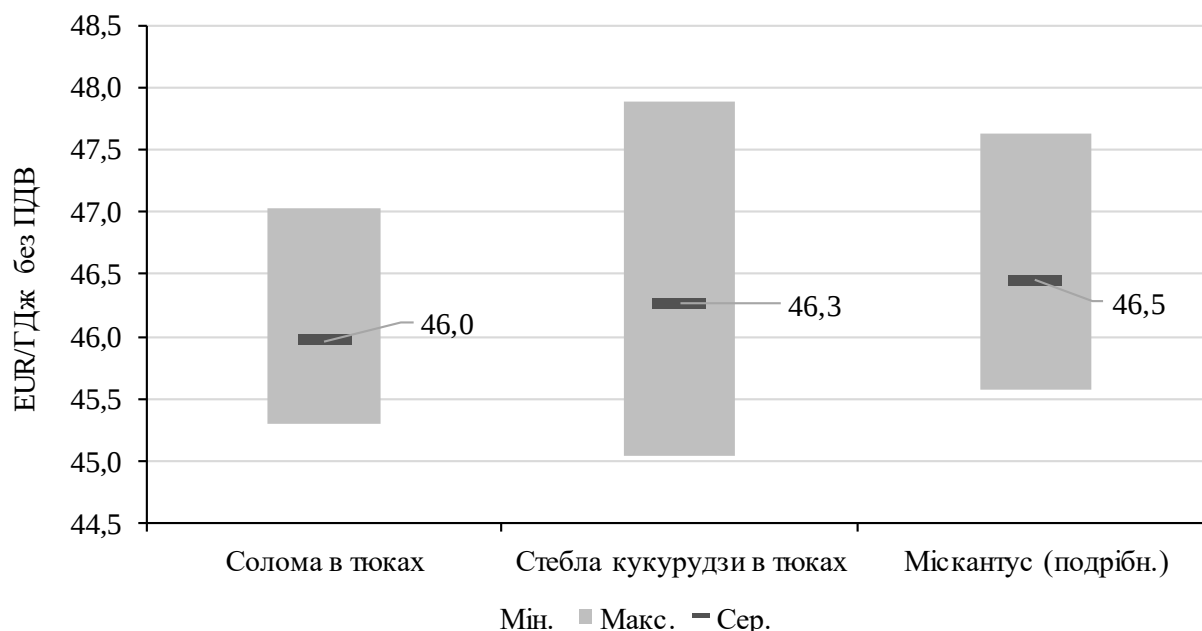


Рис. 3.6. Очікувана питома вартість біоетанолу другого покоління у 2022 р.

3.7. Оцінка вартості біометану з силосу та кукурудзиння

З огляду на скорочення поголів'я тваринництва у сільськогосподарських підприємствах і зменшення обсягів утворення відходів тваринництва для виробництва біометану в Україні розглянуто використання силосу та кукурудзиння. У розрахунках виробництва біометану використано дані звіту НТЦ «Біомаса» [116]. Припущення прийняті

у розрахунках наведені у **табл. 3.7**. Результати оцінки питомої вартості біометану зображено на **рис. 3.7**. Очікувана питома вартість біометану становить 10,7-12,3 EUR/ГДж.

Таблиця 3.7. Переробка силосу та кукурудзиння у біометан.

Показники	Силос	Кукурудзиння
Вихід біометану, $\text{нм}^3/\text{т}$ органічної сухої маси сировини	338	296
Річний вихід біометану, $\text{млн нм}^3/\text{рік}$	5,9	5,1
Річні обсяги переробки сировини, тис. т с.м./рік	18,7	21,1
Дохід від реалізації теплової енергії, EUR/рік	54450	
Дохід від реалізації заброджених добрив, EUR/рік	130149	
Капітальні витрати, тис. EUR	8,715	
Операційні витрати без основної сировини, EUR/рік	463330	
Додаткові витрати на підготовку сировини до зброджування, EUR/рік	-	296544
Разом витрат, EUR/т сировини	130,6	67,1

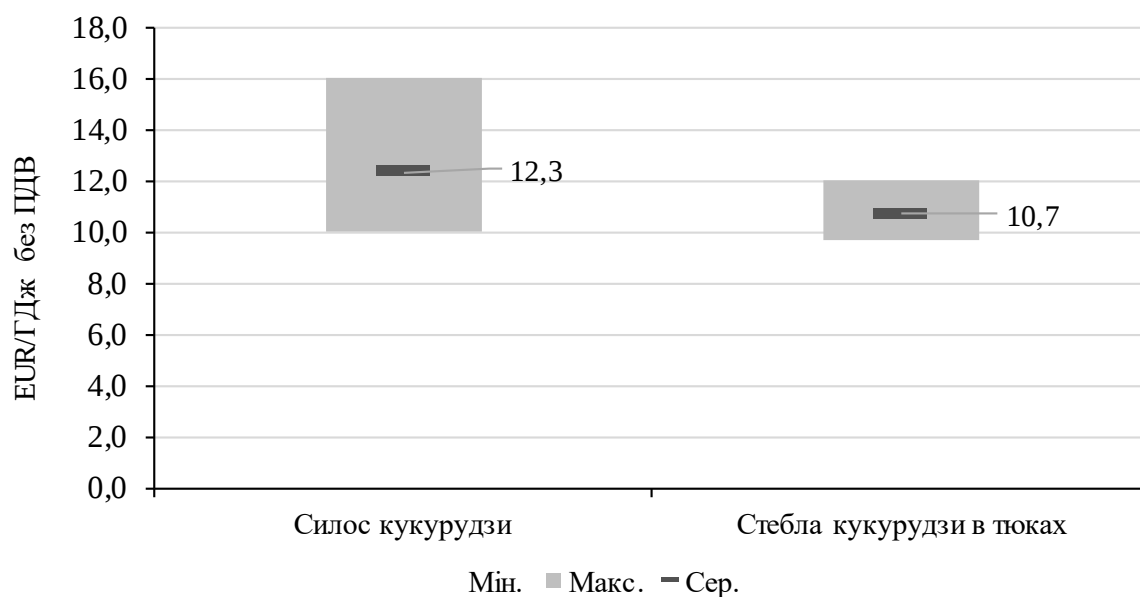


Рис. 3.7. Очікувана питома вартість біометану у 2022 р.

Висновки

Використання альтернативних палив в секторах авіації та водного транспорту є перспективним напрямком загальної декарбонізації та підвищення екологічності транспортного сектору України.

За результатами порівняльного аналізу та оцінки, **найбільш перспективними для України вбачаються наступні САП як альтернативні палива для авіації:**

- Синтетичний парафіновий керосин, отриманий з гідроочищених етерів та жирних кислот (**HEFA-SPK**).
- Синтетичний парафіновий керосин, отриманий за технологією конверсії спиртів (наразі тільки етанолу) (**ATJ-SPK**).
- Синтетичний парафіновий керосин, отриманий за технологією газифікації з синтезом Фішера-Тропша (**FT-SPK**).

Для виробництва кожного з цих біопалив в Україні є необхідна сировинна база, зокрема, солома злакових культур та ріпаку, побічні продукти/відходи виробництва кукурудзи на зерно та соняшнику, олійні, деревоподібні та трав'янисті енергетичні культури, меляса цукрового буряку. Для прийняття остаточного рішення щодо запровадження виробництва певного виду САП необхідно виконання повноцінного ТЕО та оцінки життєвого циклу для різних видів сировини для умов України.

З точки зору застосування різних видів палива на **водному транспорті**, треба виділити перевезення водним транспортом на короткі відстані та глибоководні. При перевезеннях на короткі відстані судна зазвичай працюють в обмежених географічних зонах на відносно коротких маршрутах із частими заходами в порти. Через відносно низьку потребу в енергії ці судна часто є ідеальними кандидатами для випробування нових видів палива, що характеризується високими витратами на енергоконверсію або зберігання.

Глибоководне судноплавство включає великі океанські судна, які здійснюють довгі маршрути, часто без регулярного розкладу. Ці судна потребують використання палива, яке доступне у всьому світі. Енергоносій, що приводить у рух судно, повинен мати достатньо високу щільність енергії, щоб максимізувати доступний вантажний простір. Для цих суден СПГ може бути життєздатним варіантом, коли відповідна інфраструктура бункерування стане доступною в усьому світі. Екологічне біопаливо, метанол і зріджений газ також можуть бути вибором за умови, що вони можуть бути доступні в необхідних кількостях і відповідного рівня якості.

За результатами порівняльного аналізу та оцінки **найбільш перспективними для України вбачаються наступні палива для водного транспорту:**

- Біометан, який може використовуватися у стисненому або скрапленому вигляді.
- Біодизель (**FAME**) та гідроочищена рослинна олія (**HVO**).
- Електричні силові установки з акумуляторними батареями.
- Скраплений природний газ (**СПГ**).

Додаток 1. Методологія CORSIA для оцінки скорочення викидів парникових газів протягом життєвого циклу сталих авіаційних палив

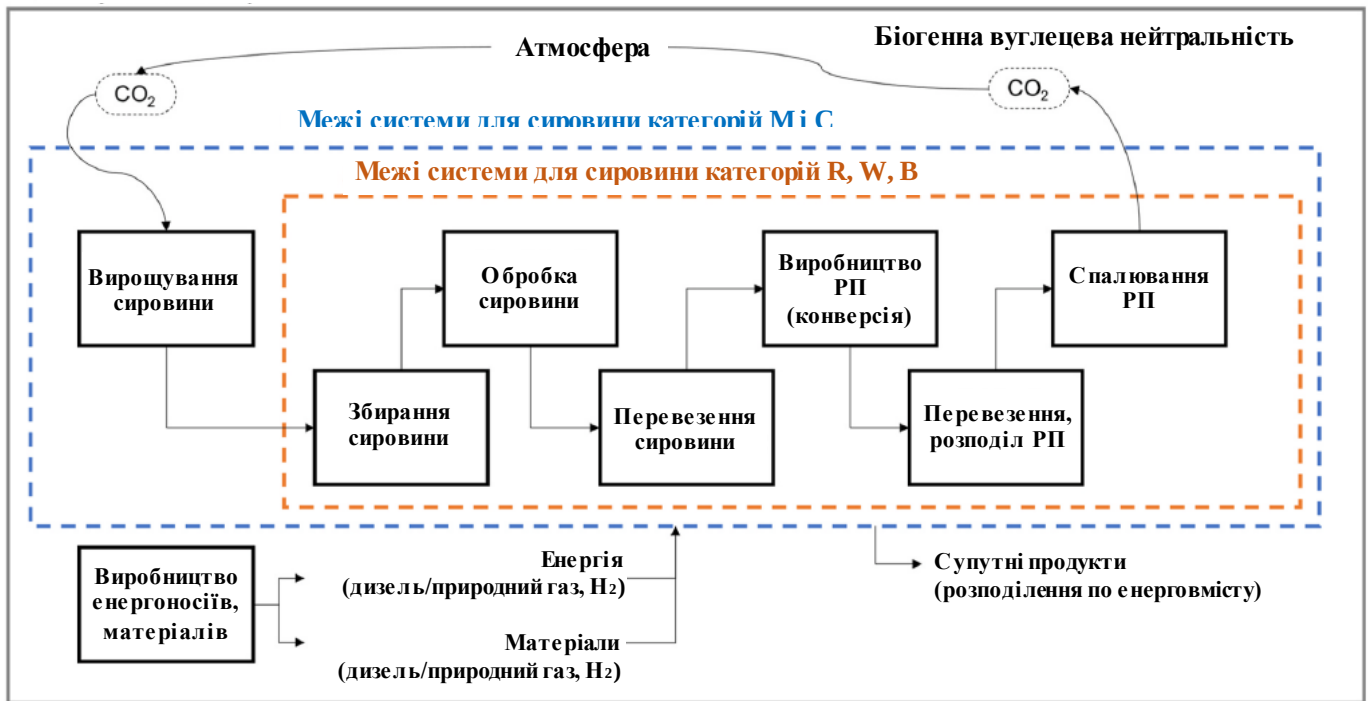
Методологія CORSIA дає можливість розрахувати обсяги скорочення емісії ПГ, отримані завдяки виробництву і використанню різних видів *сталих авіаційних палив* та *низьковуглецевих авіапалив*⁸.

Основні підходи, що використовуються в методології CORSIA [15]:

- Розглядаються САП, отримані за технологіями HEFA, синтезу Фішера-Тропша, гідроочищення ферментованих цукрів (SIP), конверсії ізобутанолу та етанолу (ATJ), HEFA як сумісний процес при традиційній переробці нафти.
- Життєвий цикл палива включає всі етапи від вирощування сировини до спалювання. Для сировини у вигляді відходів, залишків та побічних продуктів інших процесів стадії життєвого циклу починаються зі збирання, тобто не включають етап вирощування (рис. Д1).
- Емісія ПГ між основним та супутніми продуктами технологій виробництва САП розподіляється за їх енерговмістом.
- Базовим значенням для визначення скорочення викидів ПГ є рівень емісії ПГ **89 г CO₂екв/МДж** для традиційного реактивного палива і **95 г CO₂екв/МДж** – для авіаційного бензина.
- Критерії сталості САП: мінімальне скорочення викидів ПГ – **10%**; біопаливо не може вироблятися з біомаси, що вирощується на землях з високим вмістом вуглецю.
- Застосовуються значення емісії ПГ протягом життєвого циклу САП (по замовчуванню), представлені в **таблиці Д1**.

⁸ На листопад 2021 р. Комітетом захисту навколишнього природного середовища в секторі авіації (CAEP – Committee on Aviation Environmental Protection) були розраховані значення емісії ПГ протягом життєвого циклу (по замовчуванню) тільки для САП.

Межі системи оцінки життєвого циклу



Категоризація сировини: *M* – основний продукт, *C* – супутній продукт, *R* – залишки, *W* – відходи, *B* – побічний продукт

Рис. Д1. Межі системи життєвого циклу палив в методології CORSIA [13].

Таблиця Д1. Технології/палива, що розглядаються CORSIA, відповідні види сировини та значення емісії парникових газів (за замовчуванням) протягом життєвого циклу [15].

Технології	Сировина	Категоризація сировини*	Емісія ІПГ протягом ЖЦ, значення за замовчуванням, г CO ₂ екв/МДж
FT (синтез Фішера-Тропша)	с/г залишки	R	7,7
	Лісові залишки	R	8,3
	ТПВ, 0% НБС	W	5,2
	ТПВ, НБС як % від загального	W	НБС×170,5 + 5,2
	Деревні енергорослини	M	12,2
	Трав'яні енергорослини	M	10,4
HEFA	Топлений тваринний жир (tallow)	B	22,5
	Використана харчова олія	W	13,9
	Дистилят жирних кислот пальмової олії	B	20,7
	Кукурудзяна олія	B	17,2
	Соева олія	M	40,4
	Ріпакова олія	M	47,4
	Олія рижию	M	42
	Пальмова олія (обробка виробничих стічних вод у закритому ставку)	M	37,4
	Пальмова олія (обробка виробничих стічних вод у відкритому ставку)	M	60
	Рослина Brassica Carinata	M	34,4
SIP	Цукрова тростина	M	32,8
	Цукровий буряк	M	32,4
ATJ (ізобутанол)	Цукрова тростина	M	24,0
	Сільськогосподарські залишки	R	29,3
	Лісові залишки	R	23,8
	Зерно кукурудзи	M	55,8
	Трав'яні енергорослини	M	43,4
	Меляса	C	27,0
ATJ (етанол)	Цукрова тростина	M	24,1
	Зерно кукурудзи	M	65,7
	с/г залишки (окремо)	R	39,7
	с/г залишки (інтегровано)	R	24,6
	Лісові залишки (окремо)	R	40,0
	Лісові залишки (інтегровано)	R	24,9
	Міскантус (окремо)	M	43,3
	Міскантус (інтегровано)	M	28,3
	Просо прутіподібне (окремо)	M	43,9
	Просо прутіподібне (інтегровано)	M	28,9

* M – основний продукт, C – супутній продукт, R – залишки, W – відходи, B – побічний продукт

Додаток 2. Перелік видів сировини для виробництва рідких біопалив та біогазу для транспорту із подвійним заліком у виконання цілей країн ЄС згідно Додатку IX Директиви ЄС RED II

Частина А. Види сировини для виробництва *біогазу* для транспорту і *рідких біопалив II та III покоління (advanced biofuels)*, при використанні яких застосовується **подвійний залік** (по енерговмісту) у виконання цілей по частці біопалив на транспорті:

- Водорості, вирощені в наземних ставках або фотобіореакторах.
- Біомасова фракція змішаних побутових відходів, але не відокремлені домашні побутові відходи, що підлягають переробці згідно пункту (а) Статті 11(2) Директиви ЄС 2008/98 (Directive 2008/98/EC).
- Біовідходи приватних домогосподарств згідно пункту (4) Статті 3 Директиви ЄС 2008/98 (Directive 2008/98/EC), що підлягають роздільному збиранню як визначено пунктом (11) Статті 3 цієї Директиви.
- Біомасова фракція промислових відходів, що не може бути використана для виробництва продуктів харчування або кормів, включаючи речовини з роздрібною та гуртової торгівлі, агро-харчової та рибної промисловості, *за виключенням сировини, включеної до частини В цього Додатку.*
- Солома.
- Гній тварин та стічні води.
- Стічні води від виробництва пальмової олії та пусті оболонки пальмових плодів.
- Пек таловий (tall oil pitch).
- Необроблений гліцерин.
- Жом цукрової тростини (bagasse).
- Виноградні вичавки та винний осад.
- Шкаралупа горіхів.
- Лушпиння.
- Пусті стрижні кукурудзи.
- Біомасова фракція відходів та залишків лісового господарства та лісопромислових галузей, а саме: кора, гілки, деревина з пре-комерційних проріджувань, листя, голки, верхівки дерев, тирса, обрізки, чорний луг, коричневий луг, фібровий осад, лігнін та талова олія (tall oil).
- Інші нехарчові целюлозні матеріали.
- Інші лігноцелюлозні матеріали, крім пиловочних колод та фанерних кряжів.

Частина В. Види сировини для виробництва *рідких біопалив* і *біогазу* для транспорту, при використанні яких застосовується **подвійний залік** (по енерговмісту) у виконання цілей по частці біопалив на транспорті:

- Використана харчова олія.
- Тваринні жири категорії 1 і 2 згідно Регламенту ЄС № 1069/2009 (Regulation (EC) No 1069/2009).

Джерело: Директива ЄС RED II [3].

**Додаток 3. Мінімальні ціни продажу біопалива для реактивних двигунів,
отриманого за різними технологіями**

Технологія	Сировина	Мінімальні ціни продажу, дол. США/т	Рік публікації оцінки
HEFA/HVO	Використана рослинна олія	721-1089	2020
	Жовтий жир	825-1550	2017
	Топлений тваринний жир	988-1775	2017
	Соева олія	1086-2000	2017
	Олія ятрофи	2360	2018
	Пальмова олія	1050	2018
	Рослинна олія	2220	2016
Газифікація/FT	Лісові рештки / солома пшениці	2124-3127	2015
	Біомаса	898-1724	2020
	Всі відходи	635-1245	2020
	ТПВ	1188-1738	2017
	Лігноцелюлоза	2440	2016
Піроліз, біонафта та покращення якості	Лісові рештки / солома пшениці	1534-2183	2015
	Лісові рештки / солома пшениці (біонафта співобробки)	946-1664	2020
	Лісові рештки / солома пшениці (біонафта окремо)	982-1520	2020
	Лісові рештки / солома пшениці (біонафта швидкого піролізу)	1120	2013
	Деревна біомаса (швидкий піроліз та гідроочищення)	1275-2625	2017
ATJ	Лісові рештки (змішані спирти)	2832-4130	2015
	Етанол	938	2018
	Ізобутанол	736-1113	2018
	Солома пшениці / ізобутанол	1564	2018
	Зерно пшениці / ізобутанол	976	2018
	Кукурудзиння	1773	2017
	Цукрова тростина	1200	2017
	Зерно кукурудзи	1263	2017
	Світчграс	1725	2017
	Ферментація цукрова тростина	2540	2016
Ферментація на основі передової технології	Цукрова тростина (передова технологія)	1375-2450	2017
	Зерно кукурудзи (передова технологія)	1625-2673	2017
	Трав'яниста біомаса (передова технологія)	2700-3650	2017
	Лігноцелюлоза (синтез-газ)	3430	2016
Каталітичний гідротермоліз	Бурий жир (Brown grease)	829	2018
	Жовтий жир (Yellow grease)	1162	2018
	Олія рослини Carinata	1767	2018

Джерело: [8].

Додаток 4. Нормативно-правове та технічне регулювання України у водневих технологіях

Водень класифікується як небезпечний паливний газ, отже діяльність, пов'язана з проектуванням, будівництвом, виробництвом, експлуатацією технологічних споруд, систем та обладнання, виробництвом та використанням водню, регулюється в Україні низкою нормативних НПА (норми, правила, технічні регламенти) та відповідними стандартами різного рівня. Основні нормативні вимоги (на рівні НПА України) включають:

1. Технічний регламент:

- обладнання та захисні системи, призначені для використання в потенційно вибухонебезпечному середовищі (узгоджено з Директивою 2014/34 / ЄС від 26.02.2014);
- обладнання, що працює під тиском (узгоджене з Директивою 2014/68 / ЄС від 15.05.2014);
- прості посудини високого тиску (узгоджено з Директивою 2014/29 / ЄС від 26.02.2014);
- водогрійні котли, що працюють на рідкому або газоподібному паливі;
- пристрої для газоподібного палива (узгоджено з Регламентом ЄС 2016/426 від 09.03.2016);
- мобільне обладнання під тиском (узгоджено з Директивою: 1999/36 / ЄС від 29.04.1999);
- вимоги до автомобільного бензину, дизельного палива, корабельного та котельного палива (узгоджено з Директивами 98/76 / ЄС від 13.10.1998 та 2005/33 / ЄС від 06.07.2005)

2. Правила техніки безпеки, правила охорони праці, правила техніки безпеки під час експлуатації:

- правила пожежної безпеки в Україні (НАПБ А.01.001-2014);
- правила безпеки при виробництві водню електролізом води (НПАОП 24.11-1.03-78);
- безпечна робота поршневих компресорів, що працюють на вибухонебезпечних та токсичних газах (НПАОП 0,00-1,14-76);
- безпека систем газопостачання (НПАОП 0,00-1,76-15) - охорона праці під час роботи обладнання під тиском (НПАОП 0,00-1,81-18) - безпека під час експлуатації засобів та систем автоматизації та управління в газовій промисловості (НПАОП 11.1-1.07-90);
- електроустановки (НПАОП 40.1-1.32-01);
- безпечна експлуатація та обслуговування автомобільних газонаповнювальних компресорних станцій (НПАОП 63.2-1.06-02).

Нормативні вимоги технічної безпеки НПА щодо використовуваного обладнання, пристроїв, систем та їхніх компонентів встановлюються, як правило, стандартами. Оскільки стан національної нормативної технологічної бази стосовно водню не відповідає існуючому світовому рівню, запровадження національних стандартів, узгоджених з міжнародними, усуне існуючі адміністративні та технічні бар'єри, спричинені застарілими українськими нормативними документами, які не відповідають низці директив ЄС та чинному законодавству України у галузі стандартизації (Закон № 114-IX від 19 вересня 2019 р.).

Розробка стандартів на державному рівні здійснюється комітетами з технічних стандартів, до складу яких входять виробники та споживачі продукції, науково-дослідні та громадські організації, контролюючі органи тощо. В Україні в 2020 році було створено Технічний комітет зі стандартизації ТК 197 "Водневі технології" (наказ Державного підприємства "УкрНДНЦ" № 130 від 22.06.2020 р.), який працює у водневих технологіях відповідно до прийнятої 99 міжнародної класифікації стандартизації. У зв'язку з тим, що водневі технології охоплюють різні галузі, ТК 197 також координує діяльність національних технічних комітетів, діяльність яких пов'язана з проектуванням, будівництвом, виробництвом, експлуатацією технологічних об'єктів, систем та обладнання, виробництвом та використанням водню:

ТК 8 "Труби та сталеві балони"

ТК 21 "Динамічні та об'ємні насоси"

ТК 25 "Пожежна безпека"

ТК 26 "Експлуатація лігальних апаратів"

ТК 28 Компресори

ТК 38 "Рафіновані та нафтохімічні продукти"

ТК 55 "Метанол, продукти синтезу"

ТК 80 "Автомобільний транспорт"

ТК 108 "Трубопровідна арматура" - ТК 133 "Газ природний"

ТК 146 "Матеріали, обладнання, технології та обладнання для нафтової та газової промисловості"

ТК 187 "Вибухобезпечне обладнання"

ТК 318 "Будівництво об'єктів видобутку, транспорту та зберігання нафти та газу"

Джерело: проєкт Дорожньої карти для виробництва та використання водню в Україні [53].

Додаток 5. Приклади досліджень альтернативних авіаційних палив в Україні

Науковцями Національного авіаційного університету (Київ) проведено стендові випробовування параметрів роботи ГТД з використанням традиційного та альтернативного авіаційного палива [35]. Для виконання стендових випробувань застосовували традиційне реактивне паливо Jet A-1 та нові альтернативні види палива з **біодобавками** (обсягом 10% та 20%), що представляють собою **етилові етери жирних кислот** ріпакової олії, які були виготовлені в Інституті біоорганічної хімії та нафтохімії НАН України та спеціально модифіковані вакуумною перегонкою. Результати показали, що у порівнянні з традиційним РП Jet A-1, використання альтернативного палива для ГТД, модифікованого біодобавками на основі етилових етерів жирних кислот:

- Зумовлює покращення тягових характеристик ГТД.
- Зумовлює зниження витрати палива, що досягнуто завдяки вищій густині альтернативного палива.
- Призводить до зменшення температури газу за турбіною, що матиме позитивний вплив на підвищення довговічності матеріалів та структури вихлопної системи ГТД, а також на зменшення загальних викидів NOx.
- Призводить до зменшення відносної частоти обертання ротора ГТД, а отже забезпечує більш ефективну роботу ГТД.

В результаті стендових випробувань було зроблено висновок, що експлуатаційні параметри ГТД за використання нових альтернативних палив повністю задовольняють експлуатаційні норми, встановлені для випробуваного ГТД.

У Львівському Державному університеті безпеки життєдіяльності проаналізовано перспективні види відновлюваної рослинної сировини, що є найбільш доцільними для виробництва альтернативних авіаційних біопалив в Україні [36]. Одержано **біодобавки** для використання їх як компонентів авіаційних біопалив. Біодобавки до авіаційних палив отримували **етерифікацією** ріпакової та ріжівської олій метиловим, етиловим та ізо-бутиловим спиртами. З метою підвищення рівня чистоти етерів жирних кислот (ЕЖК) та видалення важкокиплячих сполук, ЕЖК піддавали вакуумній дистиляції. Дослідження отриманих біодобавок проводили за показниками фізико-хімічних властивостей, що є типовими для авіаційного палива, зокрема палива для ПРД: густина, в'язкість, температура застигання, нижча теплота згорання та температура спалаху. Встановлено, що введення біодобавок до палива для ПРД у кількості до 20% цілком задовольняє вимогам стандартів.

Зроблено висновок, що найперспективнішим напрямом розвитку сьогодні є створення комбінованих сумішей з компонентів рослинного та нафтового походження. Тобто, з різноманітної рослинної сировини виробляється компонент палива, що має непогані, але недостатні для використання в авіації характеристики. Такий компонент додається до нафтової фракції, а також вводиться комплекс присадок. Завдяки ефективному процесу згорання така суміш може бути успішно використана як альтернатива традиційному нафтовому авіаційному паливу.

Перелік використаних джерел

1. What is SAF? International Air Transport Association (IATA).
<https://www.iata.org/contentassets/d13875e9ed784f75bac90f000760e998/saf-what-is-saf.pdf>
2. ReFuelEU Aviation initiative. Sustainable aviation fuels and the fit for 55 package. European Parliament, 2022.
[https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2022/698900/EPRS_BRI\(2022\)698900_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2022/698900/EPRS_BRI(2022)698900_EN.pdf)
3. DIRECTIVE (EU) 2018/2001 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast).
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>
4. Thorsten Lange. Boosting the use of SAF – Sustainable Aviation Fuel. Presentation on 14.04.2021. https://www.europarl.europa.eu/cmsdata/232175/Presentation_Thorsten-Lange_2021-04-14_Neste-SAF.pdf
5. Fueling Net Zero. An ICF Report for ATAG Waypoint 2050, September 2021.
<https://www.atag.org/component/attachments/attachments.html?id=970>
6. Мінфін. Ціни на нафту. <https://index.minfin.com.ua/ua/markets/oil/>
7. Jet Fuel Price Monitor. International Air Transport Association (IATA).
<https://www.iata.org/en/publications/economics/fuel-monitor/>
8. Reaching Zero with Renewables: Biojet fuels, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. IRENA, July 2021.
<https://www.irena.org/publications/2021/Jul/Reaching-Zero-with-Renewables-Biojet-Fuels>
9. Progress in Commercialization of Biojet /Sustainable Aviation Fuels (SAF): Technologies, potential and challenges. IEA Bioenergy Task 39, May 2021.
<https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2021/06/IEA-Bioenergy-Task-39-Progress-in-the-commercialisation-of-biojet-fuels-May-2021-1.pdf>
10. Sierk de Jong, Ric Hoefnagels, Joost Van Stralen et al. Renewable Jet Fuel in the European Union - Scenarios and Preconditions for Renewable Jet Fuel Deployment towards 2030. Report for project RENJET, 2017.
https://www.researchgate.net/publication/313888577_Renewable_Jet_Fuel_in_the_European_Union_-_Scenarios_and_Preconditions_for_Renewable_Jet_Fuel_Deployment_towards_2030
11. Doliente S.S., Narayan A., Tapia J.F.D. et al. Bio-aviation Fuel: A Comprehensive Review and Analysis of the Supply Chain Components // Front. Energy Res., 10, July 2020.
<https://doi.org/10.3389/fenrg.2020.00110>
12. ASTM D7566-21 Standard Specification for Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized Hydrocarbons, July 2021. <https://www.astm.org/d7566-21.html>
13. Matteo Prussi, UisungLee, Michael Wang et al. CORSIA: The first internationally adopted approach to calculate life-cycle GHG emissions for aviation fuels // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2021, vol. 50.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121006833>
14. Nikita Pavlenko, Stephanie Searle. Fueling flight: Assessing the sustainability implications of alternative aviation fuels. WORKING PAPER 2021-11, March 2021.

<https://theicct.org/sites/default/files/publications/Alternative-aviation-fuel-sustainability-mar2021.pdf>

15. CORSIA SUPPORTING DOCUMENT. CORSIA Eligible Fuels – Life Cycle Assessment Methodology, November 2021. https://www.icao.int/environmental-protection/CORSIA/Documents/CORSIA_Supporting_Document_CORSIA%20Eligible%20Fuels_LCA_Methodology_V4.pdf

16. Targeted Aviation Advanced Biofuels Demonstration Competition – Feasibility Study. Final report. E4tech, September 2020.

<https://www.e4tech.com/uploads/files/final-report-aviation-abdc-feasibility-study-issue-v1-0.pdf>

17. ЕС запустив розробку «зеленого» палива для літаків. Інтернет-ресурс Ecobusiness Group, 28.07.2020.

<https://ecolog-ua.com/news/yes-zapustyv-rozrobku-zele-nogo-palyva-dlya-litakiv>

18. Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on ensuring a level playing field for sustainable air transport. European Commission, Brussels, 14.7.2021 COM(2021) 561 final.

<https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/refueleviation-sustainableaviationfuels.pdf#page=49>

19. Fuel Supply Chain Development and Flight Operations.

<https://www.climate-kic.org/projects/renewable-jet-fuel-supply-chain-development-and-flight-operations/>

20. I. Abrantes, A.F. Ferreira, A. Silva, M. Costa. Sustainable aviation fuels and imminent technologies – CO₂ emissions evolution towards 2050 // Journal of Cleaner Production, vol. 313, N 1, 2021. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652621021557>

21. B. W. Kolosz, Y. Luo, B. Xu et al. Life cycle environmental analysis of ‘drop in’ alternative aviation fuels: a review // Sustainable Energy Fuels, 2020, N 4, p. 3229-3263.

<https://pubs.rsc.org/en/content/articlehtml/2020/se/c9se00788a>

22. GREET Model. Argonne National Laboratory website: <https://greet.es.anl.gov/>

23. Sierk de Jong, Kay Antonissen, Ric Hoefnagels et al. Life-cycle analysis of greenhouse gas emissions from renewable jet fuel production // Biotechnology for Biofuels, 2017, 10:64.

<https://biotechnologyforbiofuels.biomedcentral.com/track/pdf/10.1186/s13068-017-0739-7.pdf>

24. Tews I.J., Zhu Y., Drennan C.V. et al. Biomass direct liquefaction options: technoeconomic and life cycle assessment. Richland: Pacific Northwest National Laboratory; 2014.

25. OUR VISION FOR ZERO-CARBON EMISSION AIR TRAVEL. Aerospace Technology Institute – FlyZero, March 2022.

https://www.ati.org.uk/wp-content/uploads/2022/03/FZO-ALL-REP-0004-FlyZero-Our-Vision-for-Zero-Carbon-Emission-Air-Travel.pdf?mc_cid=d65a4c3c76&mc_eid=UNIQID

26. Amy Schwab, Anna Thomas, Jesse Bennett et al. Electrification of Aircraft: Challenges, Barriers, and Potential Impacts. National Renewable Energy Laboratory, October 2021.

<https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/80220.pdf>

27. Hydrogen-powered planes: pie in the sky? Financial Times, March 2021.

<https://twitter.com/ft/status/1371353386340253696>

<https://www.ft.com/content/7099d84c-07b8-4970-b826-ac28b4e59841>

28. Balancing growth in connectivity with a comprehensive global air transport response to the climate emergency: a vision of net-zero aviation by mid-century. Waypoint 2050 project. Second edition: September 2021.
https://aviationbenefits.org/media/167417/w2050_v2021_27sept_full.pdf
29. Burns & McDonnell. 2019. In Depot Charging and Planning Study: Foothill Transit. Report Project No. 110549. September 9, 2019. Kansas City, MO: Burns & McDonnell.
<http://foothilltransit.org/wp-content/uploads/2014/05/Burns-McDonnell-In-Depot-Charging-and-Planning-Study.pdf>
30. FUEL-CELL BREAKTHROUGHS FOR HYDROGEN AVIATION. FCH JU Success Stories, november 2021.
https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/images/All_FCH_factsheets_2021%20%28ID%2012364795%29.pdf
31. Hydrogen-powered aviation. A fact-based study of hydrogen technology, economics, and climate impact by 2050, Clean Sky 2 JU and Fuel Cells and Hydrogen 2 JU, May 2020.
https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/20200507_Hydrogen%20Powered%20Aviation%20report_FINAL%20web%20%28ID%208706035%29.pdf
32. Інтернет-ресурс <https://www.staradvertiser.com/2020/12/09/breaking-news/hybrid-electric-plane-conducts-first-flight-in-hawaii/>
33. Інтернет-ресурс <https://www.aerospacetestinginternational.com/news/electric-hybrid/ampaire-hybrid-electric-eel-aircraft-completes-first-flight-tests-in-the-uk.html>
34. Інтернет-ресурс <https://www.flightglobal.com/ebase-2022/aviation-readies-for-a-lice- maiden-sortie-as-ground-tests-wrap-up/148798.article>
35. Яковлєва А.В., Бойченко С.В., Щербаченко В.А. ДОСЛІДЖЕННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ПАРАМЕТРІВ АВІАЦІЙНОГО ДВИГУНА, З ВИКОРИСТАННЯМ АЛЬТЕРНАТИВНИХ ПАЛИВ НА ОСНОВІ ВІДНОВЛЮВАНОЇ РОСЛИННОЇ СИРОВИНИ // Науково-технічний збірник “Вісник Національного транспортного університету”. Серія “Технічні науки”, випуск 3 (42), 2018, с. 222-232.
<http://publications.ntu.edu.ua/visnyk/42/222.pdf>
36. НАУКОВА РОБОТА для участі у Всеукраїнському конкурсі студентських наукових робіт з спеціальності «Техногенна безпека». Тема: «Підвищення техногенної безпеки авіаційної галузі упровадженням альтернативних авіаційних палив». Шифр роботи «БЕЗПЕКА АВІАЦІЇ», 2019-2020 pp.
https://ldubgd.edu.ua/sites/default/files/8_konferenzii/ekologichna_bezpeka_aviaciyi_1.pdf
37. ExxonMobil methanol to jet technology to provide new route for sustainable aviation fuel production. Website ExxonMobil <https://exxonmobil.co/3xPcQHа>
38. Developing Sustainable Aviation Fuel (SAF). Website IATA:
<https://www.iata.org/en/programs/environment/sustainable-aviation-fuels/>
39. Інтернет-ресурс <https://index.minfin.com.ua/ua/markets/oil/>
40. Liquid Hydrogen Delivery. Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office U.S. Department of Energy. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/liquid-hydrogen-delivery#:~:text=Image-Liquid%20Tankers,pressure%20gaseous%20product%20for%20dispensing.>
41. Gaseous Hydrogen Delivery. Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office U.S. Department of Energy. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/gaseous-hydrogen-delivery>

42. Hydrogen Pipelines. Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office U.S. Department of Energy. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-pipeline>
43. Тетяна Железна. Презентація «АГРОБІОМАСА – основні види та характеристики». AgroBioHeat, UABIO, 29.03.2022. https://uabio.org/wp-content/uploads/2022/03/ABH_D6.3_Training_AgroBM_Zheliezna_full.pdf
44. Гелету́ха Г.Г., Железна Т.А., Драгнев С.В., Гайдай О.І. ДЕСЯТЬ КРОКІВ УКРАЇНИ ДЛЯ ВІДМОВИ ВІД РОСІЙСЬКОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ. Аналітична записка БАУ № 28, квітень 2022 р. <https://uabio.org/materials/12834/>
45. Проєкт Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 р. <https://saee.gov.ua/uk/events/previews/4092>;
<https://saee.gov.ua/uk/content/elektronni-consultatsii>
46. Susan van Dyk & Jack Saddler. Progress in Commercialisation of Biojet fuels/SAF: Technologies, potential and challenges. IEA Bioenergy Conference, 1 December 2021. https://www.ieabioenergyconference2021.org/wp-content/uploads/2021/12/05-04_VAN_DYK.pdf
47. Ling Tao , Anelia Milbrandt, Yanan Zhang and Wei-Cheng Wang. Techno-economic and resource analysis of hydroprocessed renewable jet fuel // Biotechnol Biofuels (2017), 10:261. <https://biotechnologyforbiofuels.biomedcentral.com/track/pdf/10.1186/s13068-017-0945-3.pdf>
48. N. Dangol, D. S. Shrestha, J. A. Duffield. LIFE CYCLE ANALYSIS AND PRODUCTION POTENTIAL OF CAMELINA BIODIESEL IN THE PACIFIC NORTHWEST // Transactions of the ASABE, 2015, Vol. 58(2), p. 465-475. https://biodieseleducation.org/Literature/Journal/2015_Dangol_Life_Cycle_Analysis_.pdf
49. Fanar Bamerni. Plant-based (Camelina Sativa) biodiesel manufacturing using the technology of Instant Controlled pressure Drop (DIC) : process performance and biofuel quality. Chemical and Process Engineering. Université de La Rochelle, 2018. <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-02009827/document>
50. «НКРЕКП-2021». БЮЛЕТЕНЬ ДО РІЧНОГО ЗВІТУ НКРЕКП ЗА 2021 РІК. https://www.nerc.gov.ua/storage/app/sites/1/Docs/Byuleten_do_richnogo_zvitu/byuleten_do_richnogo_zvitu_nkrekp-2021.pdf
51. Енергетичний баланс України за 2020 рік. Експрес-випуск Державної служби статистики України від 30.11.2021. <https://ukrstat.gov.ua/express/expr2021/11/147.pdf>
52. Статистичний щорічник України за 2020 рік. Державна служба статистики України, Київ – 2021, 454 с. http://www.ukrstat.gov.ua/druk/publicat/kat_u/2021/zb/11/Yearbook_2020.pdf
53. Проєкт Дорожньої карти для виробництва та використання водню в Україні. Березень 2021 р. https://unece.org/sites/default/files/2021-03/Hydrogen%20Roadmap%20Draft%20Report_UKR%20March%202021.pdf
54. Інтернет-ресурс <https://bit.ly/3AckLRS>
55. Інтернет-ресурс <https://ua-energy.org/uk/posts/ukrainski-rozrobnyky-vzhe-hotovi-proponuvaty-vodnevi-proekty-investoram>
56. Maha Alhyari, Ahmed Al-Salaymeh, Mahmoud Irshidat et al. The Impact of Energy Source on the Life-Cycle Assessment of Power-to-Liquid Fuels // Journal of Ecological Engineering, v. 20, Issue 4, April 2019, pp. 239–244.

<http://www.jeeng.net/pdf-104659-36737?filename=The%20Impact%20of%20Energy.pdf>

57. Treyer Karin, Sacchi Romain, Bauer Christian. Life Cycle Assessment of synthetic hydrocarbons for use as jet fuel: “Power-to-Liquid” and “Sun-to-Liquid” processes. Paul Scherrer Institut, February 2022. <https://www.psi.ch/de/media/72878/download?attachment>

58. Veatriki Papantoni, Florian Linke, Katrin Dahlmann et al. Life Cycle Assessment of Power-to-Liquid for Aviation: A Case Study of a Passenger Aircraft // E3S Web of Conferences 349, 02003 (2022).

https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2022/16/e3sconf_lcm2022_02003.pdf

59. БЛЮМ Р.Я., ЛАНТУХ Г.В., ЛЕВЧУК І.В. та ін. ОЦІНКА ПЕРСПЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ НОВОЇ ГІБРИДНОЇ ОЛІЙНОЇ КУЛЬТУРИ ТИФОНУ У ПОРІВНЯННІ З ЇЇ БАТЬКІВСЬКИМИ ВИДАМИ ЯК СИРОВИНИ ДЛЯ ВИРОБНИЦТВА БІОДИЗЕЛЯ // Фактори експериментальної еволюції організмів, 2019, том 24, с. 33-39.

http://nbuv.gov.ua/UJRN/feeo_2019_24_6

60. Katja Oehmichen, Stefan Majer, Franziska Müller-Langer, Daniela Thrän. Comprehensive LCA of Biobased Sustainable Aviation Fuels and JET A-1 Multiblend // Appl. Sci. 2022, 12(7), 3372. <https://doi.org/10.3390/app12073372>

61. Bicer, Y., & Dincer, I. (2017). Life cycle evaluation of hydrogen and other potential fuels for aircrafts // International Journal of Hydrogen Energy, 2017, v. 42(16), pp. 10722–10738.

<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.12.119>

<https://sci-hub.se/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.12.119>

62. DNV Maritime forecast to 2050. Energy Transition Outlook 2021. – 82 p.

<https://www.dnv.com/maritime/publications/maritime-forecast-to-2050-download.html>

63. IRENA (2021). A pathway to decarbonise the shipping sector by 2050, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Oct/IRENA_Decarbonising_Shipping_2021.pdf

64. Methanol as a marine fuel report <https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2018/03/FCBI-Methanol-Marine-Fuel-Report-Final-English.pdf>

65. DNV GL Strategic research & innovation position paper 03-2015. The fuel trilemma: Next generation of marine fuels. – 40 p.

66. Energy efficiency of ships. Report of fuel oil consumption data submitted to the IMO Ship Fuel Oil Consumption Database in GISIS (Reporting year: 2020)

<https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Air%20pollution/MEPC%2077-6-1%20-%202020%20report%20of%20fuel%20oil%20consumption%20data%20submitted%20to%20the%20IMO%20Ship%20Fuel%20Oil%20Consumption%20Database%20in%20GISIS.pdf>

67. Studies on the feasibility and use of LNG as a fuel for shipping – IMO, 2016. – 290 p.

68. Assessment of All-Electric General Aviation Aircraft. Jakub Hospodk, Helena Bínová and Stanislav Pleninger. Energies, 2020, vol. 13, issue 23, 1-19.

<https://www.mdpi.com/1996-1073/13/23/6206>

69. European Commission Directorate General for Mobility and Transport; COWI; Integra. Statistical Data, Data Analysis and Recommendation on Collection of Data in the Field of General Aviation in Europe. 2015. Available online (accessed on 24 November 2020):

<https://ec.europa.eu/transport/sites/transport/files/modes/air/studies/doc/2015-12-analysis-and-recommendation-on-collection-of-data-in-the-field-of-general-aviation-in-europe.pdf>

70. Barke, A., Thies, C., Popien, J.-L., Melo, S. P., Cerdas, F., Herrmann, C., & Spengler, T. S. (2021). Life cycle sustainability assessment of potential battery systems for electric aircraft. *Procedia CIRP*, 98, 660–665.
https://www.researchgate.net/publication/349975006_Life_cycle_sustainability_assessment_of_potential_battery_systems_for_electric_aircraft
71. Baresic, D., Smith T., Raucci, K., Rehmatulla, C., Narula, N. & Rojon, I. 2018, LNG as a marine fuel in the EU: Market, bunkering infrastructure investments and risks in the context of GHG reductions, UMAS, London.
72. Natural Gas and the Liquefaction Process. Cameron LNG <https://cameronlng.com/wp-content/uploads/2018/10/Natural-Gas-and-the-Liquefaction-Process-CLNG.pdf>
73. DNV GL – Maritime. Assessment of selected alternative fuels and technologies. 2019. – 56 p. <https://www.dnv.com/maritime/publications/alternative-fuel-assessment-download.html>
74. Innovation Outlook: Renewable Methanol. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jan/IRENA_Innovation_Renewable_Methanol_2021.pdf
75. Methanol as marine fuel: Environmental benefits, technology readiness, and economic feasibility. <https://greenvoyage2050.imo.org/wp-content/uploads/2021/01/METHANOL-AS-MARINE-FUEL-ENVIRONMENTAL-BENEFITS-TECHNOLOGY-READINESS-AND-ECONOMIC-FEASIBILITY.pdf>
76. Інтернет-ресурс <https://www.methanex.com/our-business/pricing>
77. Інтернет-ресурс <https://shipandbunker.com/prices/emea/nwe/nl-rtm-rotterdam#MGO>
78. DNV GL Rules for classification. Ships. Part 6 Additional class notations. Chapter 2. Propulsion, power generation and auxiliary systems <https://rules.dnv.com/docs/pdf/DNV/RU-SHIP/2019-10/DNVGL-RU-SHIP-Pt6Ch2.pdf>
79. Ammonia as a marine fuel. DNV GL – Maritime Assessment of selected alternative fuels and technologies. White paper, 2020. – 28 p.
80. Martin Cames, Nora Wissner, Jürgen Sutter Ammonia as a marine fuel. Risks and perspectives. Oke-Institut e.V., 2021. – 60 p. <https://en.nabu.de/imperia/md/content/nabude/verkehr/210622-nabu-study-ammonia-marine-fuel.pdf>
81. Воднева стратегія України: проєкт / Інститут відновлюваної енергетики НАН України. – Київ, 2021. – 91 с. <https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/Vodneva-Strategia-Cover.pdf>
82. Інтернет-ресурс <https://www.dnv.com/expert-story/maritime-impact/Building-a-marine-supply-infrastructure-as-part-of-a-future-hydrogen-society.html>
83. DNV Handbook for Hydrogen-fuelled Vessels. MarHySafe JDP Phase 1. 1st Edition (2021-06). – 108 p.
84. Xing, H.; Stuart, C.; Spence, S.; Chen, H. Fuel Cell Power Systems for Maritime Applications: Progress and Perspectives. *Sustainability* 2021, 13, 1213. <https://doi.org/10.3390/su13031213>
85. ABS Sustainability Whitepaper. Hydrogen as marine fuel, 2021. – 36 p. <https://maritimecyprus.com/wp-content/uploads/2021/06/ABS-hydrogen-as-marine-fuel.pdf>
86. Biofuels for the marine shipping sector. IEA Bioenergy, 2017. <https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2018/02/Marine-biofuel-report-final-Oct-2017.pdf>

87. IEA Bioenergy: Task 39. Progress towards biofuels for marine shipping. Status and identification of barriers for utilization of advanced biofuels in the marine sector. – 2021. – 89 p. https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2021/11/Progress-towards-biofuels-for-marine-shippingT39-report_June-2021_Final.pdf
88. ORNL/TM-2018/1080 Understanding the Opportunities of Biofuels for Marine Shipping. – 2018. – 26 p. <https://info.ornl.gov/sites/publications/Files/pub120597.pdf>
89. Інтернет-ресурс <https://nordsol.com/project-wilp/>
90. Yuanrong Zhou, Nikita Pavlenko, Dan Rutherford, Liudmila Osipova, Bryan Comer The potential of liquid biofuels in reducing ship emissions. International Council on Clean Transportation. Working paper 2020-21. <https://theicct.org/publication/the-potential-of-liquid-biofuels-in-reducing-ship-emissions/>
91. Інтернет-ресурс <https://www.offshore-energy.biz/worlds-1st-hydrogen-powered-ferry-delivered/>
92. Grosso, M., Marques Dos Santos, F., Gkoumas, K., Ortega Hortelano, A., Stepniak, M., Tsakalidis, A. and Pekár, F., Waterborne transport in Europe - the role of Research and Innovation in decarbonisation - An analysis of waterborne transport, based on the Transport Research and Innovation Monitoring and Information System (TRIMIS). EUR 30636 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2021, ISBN 978-92-76-32253-5, doi:10.2760/59479, JRC123670.
93. SAF usage set to increase as EU backs new ruling on aviation fuel. Biofuels International online magazine, 8 July 2022. <https://biofuels-news.com/news/saf-usage-set-to-increase-as-eu-backs-new-ruling-on-aviation-fuel/>
94. Постанова Кабінету Міністрів України від 26 травня 2021 р. № 523 «Про затвердження Технічного регламенту щодо вимог до авіаційного бензину та палив для реактивних двигунів». <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/523-2021-%D0%BF#Text>
95. Закон України «Про альтернативні види палива» від 14 січня 2000 року № 1391-XIV. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1391-14#Text>
96. Проект Закону «Про внесення змін до Податкового кодексу України та інших законодавчих актів України щодо справляння єдиного внеску та обліку спирту етилового денатурованого та продукції хімічного і технічного призначення» №7233 від 30.03.2022 р. <https://itd.rada.gov.ua/billInfo/Bills/Card/39324>
97. Наказ Державної авіаційної служби України 02 серпня 2019 року № 1001 «Про затвердження Авіаційних правил України «Технічні вимоги та адміністративні процедури щодо моніторингу викидів (емісії) експлуатантами цивільних повітряних суден». <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0962-19#Text>
98. Інструкція із забезпечення заправлення повітряних суден паливно-мастильними матеріалами і технічними рідинами в підприємствах цивільного авіаційного транспорту України, затверджена Наказом Державіаслужби від 14.06.2006 р. №416. <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0416629-06#Text>
99. Закон України «Про альтернативні джерела енергії» від 20 лютого 2003 року № 555-IV. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15#Text>
100. Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо розвитку установок зберігання енергії» від 15 лютого 2022 року № 2046-IX.

<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2046-20#Text>

101. Закон України «Про ринок природного газу» від 9 квітня 2015 року № 329-VIII.

<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/329-19#Text>

102. Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо розвитку виробництва біометану». <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1820-20#Text>

103. Наказ Міністерства надзвичайних ситуацій України від 12.12.2012 № 1413 «Про затвердження Правил охорони праці на об'єктах з виробництва основної органічної продукції та полімерів»: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0051-13#Text>

104. ПП 1.3.10-449-2006. Примірня інструкція з охорони праці при виконанні робіт з метанолом (3404): https://dnaop.com/html/3404/doc-%D0%9F%D0%86_1.3.10-449-2006

105. ДСТУ 3057-95 Метанол технічний. Технічні умови (ГОСТ 2222-95):

https://zakon.isu.net.ua/sites/default/files/normdocs/dstu_metanol_tekhnichniy.pdf

106. Постанова Кабінету Міністрів України від 11 липня 2002 р. №956 «Про ідентифікацію та декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки».

<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/956-2002-%D0%BF#top>

107. Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 24.10.2014 р. №754 «Про затвердження Правил безпечної експлуатації наземних складів синтетичного рідкого аміаку». <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1437-14#Text>

108. Наказ Держнаглядохоронпраці України від 11.01.2005 №2 «Про затвердження Правил охорони праці під час експлуатації магістральних трубопроводів для транспортування рідкого аміаку (аміакопроводів)». <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0146-05#Text>

109. Постанова Кабінету Міністрів України від 1 серпня 2013 р. № 927 «Про затвердження Технічного Регламенту щодо вимог до автомобільних бензинів, дизельного, суднових та котельних палив». <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/927-2013-%D0%BF#Text>

110. Технологічні карти вирощування сільськогосподарських культур: монографія /Л.М. Тіщенко, С.І. Корнієнко, В.А. Дубровін та ін.: за ред. Л.М. Тіщенка /Харк. нац. техн. ун-т с.-г. ім. Петра Василенка. – Харків: ХНТУСГ, 2015. – 273 с.

111. Edible Oils: Extraction, Processing, and Applications (Contemporary Food Engineering) Edited by Smain Chemat. – CRC Press, 2017. – 285 p.

112. Дубровін В. О. Розробка технологічної схеми лінії виробництва біодизельного палива з рослинних олій «холодного» віджиму / В. О. Дубровін, С. В. Драгнєв, М. С. Даценко // Науковий вісн. НАУ. – Київ, 2007. – Вип. 107. – С. 270–277.

113. Лукашевич Є.А. Презентація «Біостанол – практика та застосування», 2019 р.

https://uabio.org/wp-content/uploads/2020/10/bioethanol_etc_experience-1.pdf

114. Process Design and Economics for Biochemical Conversion of Lignocellulosic Biomass to Ethanol. Dilute-Acid Pretreatment and Enzymatic Hydrolysis of Corn Stover. NREL, 2011.

<https://www.nrel.gov/docs/fy11osti/47764.pdf>

115. Building Up the Future Cost of Biofuel. Sub Group on Advanced Biofuels, 2017.

http://artfuelsforum.eu/wp-content/uploads/2018/06/Building-up-the-Future_SGAB.pdf

116. BIOMETHANE ZONING AND ASSESSMENT OF THE POSSIBILITY AND CONDITIONS FOR CONNECTING OF BIOMETHANE PRODUCERS TO THE GAS TRANSMISSION AND DISTRIBUTION SYSTEMS OF UKRAINE. SEC Biomass' Report, 2021. <https://saf.org.ua/wp-content/uploads/2022/02/BM-Zoning-Final-Report-version-2022-02-01.pdf>

117. Interreg Danube Transnational Programme. Grendel. Fact sheet N° 6. Drop-in fuels.
http://www.interreg-danube.eu/uploads/media/approved_project_public/0001/39/46a767b57e39dda2ccc833fbaa2b2b1406874d69.pdf
118. Интернет-ресурс <https://www.offshore-energy.biz/biofuel-debut-for-aida-cruises-ship-in-rotterdam/>
119. Интернет-ресурс <https://afi.dnv.com/KnowledgeHub/Encyclopedia?dropdownfield=nav-introduction>
120. Techno-economic assessment of zero-carbon fuels. Lloyd's Register and UMAS, 2020.
<https://www.lr.org/en/insights/global-marine-trends-2030/techno-economic-assessment-of-zero-carbon-fuels/>
121. STEERER D 2.1. State-of-Play of Decarbonisation of waterborne transport “technology application atlas”
https://www.waterborne.eu/images/documents/steerer-deliverables/210712_d21_steerer_state-of-play_of_decarbonisation_of_waterborne_transport_final_version_updated.pdf
122. The potential of zero-carbon bunker fuels in developing countries. International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank, 2021. <https://www.u-mas.co.uk/wp-content/uploads/2021/04/The-Potential-of-Zero-Carbon-Bunker-Fuels-in-Developing-Countries.pdf>
123. Englert, Dominik; Losos, Andrew. 2021. Summary for Policymakers and Industry: Charting a Course for Decarbonizing Maritime Transport. World Bank, Washington, DC, 2021.
<https://www.u-mas.co.uk/wp-content/uploads/2021/04/Summary-for-policy-makers.pdf>