



НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

МОНОГРАФІЯ

За загальної редакцією Кудрі С.О.

КИЇВ | 2024

НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

Монографія

За загальної редакцією
члена-кореспондента Національної академії наук України
С. О. Кудрі

КИЇВ-2024

УДК 620.92

B46

Автори:

Барило А. А., Бенменні М., Бондаренко Д. В., Будько М. О., Будько В. І., Васько П. Ф.,
Дідківська Г. Г., Дьяченко О. С., Жовмір М. М., Зур'ян О. В., Іванченко І. В.,
Іванчук В. Ю., Кармазін О. А., Клюс В. П., Коханевич В. В., Коханевич В. П.,
Кудря С. О., Кудря Т. С., Кузнецов М. П., Лобунець Ю. М., Лисак О. В., Матях С. В.,
Молибог О. Г., Мороз А. В., Морозов Ю. П., Мхітарян Н. М., Петренко К. В.,
Пундев В. О., Репкін О. О., Суржик Т. В., Ткаленко М. Д., Ткаченко Д. Ю.,
Толкунов А. А., Хомутов С. В.,
Четверик Г. О., Шевчук В. І., Шейко І. О., Шихайлов М. О., Яценко В. В., Яценко Л. В.

Рецензенти:

Михальський В. М., чл.-кор. НАН України, д-р техн. наук, проф., завідувач відділу
перетворення та стабілізації електромагнітних процесів

Інституту електродинаміки НАН України

Фіалко Н. М., чл.-кор. НАН України, д-р техн. наук, проф., завідувач відділу
теплофізики енергоефективних теплотехнологій Інституту технічної теплофізики

НАН України

*Рекомендовано до друку Вченою радою ІВЕ НАН України, протокол № 24
від 27.11.2024*

B46 Відновлювані джерела енергії: видання друге, доповнене / За заг. ред.
С. О. Кудрі. Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2024. 492 с.

ISBN 978-966-641-9

У монографії викладено матеріали щодо перетворення енергії різних видів відновлюваних джерел – вітрової, сонячної та геотермальної енергії, енергії малих річок і біомаси – на електричну й теплову енергію; обґрунтовані ефективні способи і засоби їх освоєння, види і типи енергетичного обладнання та принципи їх роботи. Розглянуто особливості застосування кожного з видів відновлюваних джерел енергії в різних галузях народного господарства України та представлено результати наукових досліджень у галузі відновлюваної енергетики фахівців Інституту відновлюваної енергетики НАН України.

Надано показники енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії та його розподілу на території України. Висвітлено шляхи вирішення проблем відновлюваної енергетики з урахуванням впливу воєнних дій, зокрема щодо необхідності децентралізації енергетичних об'єктів та створення балансувальних потужностей з використанням водню як перспективи реалізації безвуглецевої енергетики України.

Розглянуто сучасні методи стимулювання розвитку відновлюваної енергетики та представлено огляд вітчизняної законодавчо-правової бази України, направленої на ефективну реалізацію завдань щодо освоєння енергії відновлюваних джерел та реформування енергетичної галузі України.

Монографія призначена для наукових та інженерно-технічних працівників, пошуковців та проєктувальників, що спеціалізуються в галузі відновлюваної енергетики, викладачів, аспірантів та студентів енергетичних спеціальностей вищих навчальних закладів, а також для представників місцевих громад та фізичних осіб.

© Інститут відновлюваної енергетики
НАН України, 2024

© Кудря С. О. та ін., 2024

ISBN 978-966-641-9

ЗМІСТ

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ	8
ПЕРЕДМОВА	10
РОЗДІЛ 1. ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ	13
1.1. Загальні положення	19
1.2. Енергетичні ресурси, напрями та рівні освоєння енергії відновлюваних джерел	28
1.2.1. Енергетичні ресурси, напрями та рівні освоєння енергії відновлюваних джерел у світі	28
1.2.2. Енергетичні ресурси, напрями та рівні освоєння енергії відновлюваних джерел в Україні	32
1.3. Децентралізація та використання енергії відновлюваних джерел для побутових потреб	45
1.4. Методи стимулювання розвитку відновлюваної енергетики	49
1.4.1. Методи стимулювання розвитку відновлюваної енергетики у світі	50
1.4.2. Законодавчо-правове забезпечення відновлюваної енергетики України	53
Висновки	69
Перелік посилань	70
РОЗДІЛ 2. ВІТРОВА ЕНЕРГІЯ	75
2.1. Історія розвитку вітроенергетики	76
2.2. Формування наукової бази вітроенергетики України	81
2.3. Промислова вітроенергетика, поточний стан, тенденції та перспективи розвитку	83
2.3.1. Вітроенергетика Європи	83
2.3.2. Світова вітроенергетика	89
2.3.3. Вітроенергетика України	95
2.3.3.1. Створення промислової вітроелектричної енергетики України	95
2.3.3.2. Наукові дослідження ІВЕ НАН України в галузі вітроелектроенергетики	101
2.4. Оцінки вітропотенціалу України	107
2.4.1. Географічне зонування – основа оцінки вітропотенціалу України	108
2.4.2. Оцінювання потенціалу потужності вітроелектростанцій України	110
2.5. Мала вітроенергетика	115

2.5.1. Особливості конструювання вітроенергетичних установок малої потужності	115
2.5.2. Особливості використання вітроенергетичних установок малої потужності	118
2.5.3. Практичні рекомендації під час вибору й використання вітроустановок малої потужності	124
Висновки	133
Перелік посилань	134
РОЗДІЛ 3. СОНЯЧНА ЕНЕРГІЯ	136
3.1. Ресурси та напрями використання сонячної енергії	136
3.1.1. Ресурси сонячної енергії	136
3.1.2. Основні напрями використання сонячної енергії	139
3.1.3. Потенціал сонячної енергії в Україні	143
3.2. Сонячна електроенергетика	150
3.3. Сонячна теплоенергетика	159
3.3.1. Класифікація та принцип дії сонячних колекторів	160
3.3.2. Системи сонячного теплопостачання	164
3.4. Застосування сонячних панелей та сонячних колекторів у приватних господарствах України	168
3.5. Децентралізація вітчизняної енергетики завдяки використанню сонячної енергії	174
Висновки	179
Перелік посилань	181
РОЗДІЛ 4. ЕНЕРГІЯ БІОМАСИ	185
4.1. Енергетичний потенціал біомаси в Україні	185
4.1.1. Енергетичний потенціал твердої біомаси й торфу в Україні	185
4.1.2. Енергетичний потенціал біогазу в Україні	188
4.1.3. Енергетичний потенціал рідкого біопалива в Україні	195
4.2. Пряме спалювання біомаси	198
4.2.1. Вимоги до екологічної безпеки та енергетичної ефективності енергоустановок для спалювання біомаси	200
4.2.2. Технології та обладнання для спалювання твердих біопалив	205
4.2.2.1. Спалювання кускового палива у фільтрувальному шарі на нерухомій колосниковій решітці	205
4.2.2.2. Двостадійне спалювання кускової біомаси та дров на колосниковій решітці з супутнім низхідним рухом палива та повітря	209
4.2.2.3. Спалювання сухого подрібненого палива в механічних топках з нижньою подачею палива – спалювання у ретортних топках	210
4.2.2.4. Спалювання подрібненої біомаси в рухомому шарі	211

4.2.2.5. Спалювання біомаси в киплячому шарі	213
4.2.2.6. Спалювання тюкованої соломи в топках парових та водогрійних котлів	218
4.2.2.7. Періодичне спалювання цілих тюків соломи в топках водогрійних котлів та теплогенераторів	223
4.2.2.8. Сумісне спалювання біомаси та вугілля на електричних станціях	225
4.2.3. Дослідження та удосконалення процесів прямого спалювання біомаси	225
4.2.3.1. Умови горіння летких речовин твердого біопалива	226
4.2.3.2. Особливості вигорання вуглецю з коксозольного залишку пелет	231
4.3. Термохімічна конверсія біомаси	243
4.3.1. Сухий піроліз	244
4.3.2. Торрефікація	245
4.3.3. Окиснювальний піроліз	245
4.3.4. Комбінований піроліз	248
4.3.5. Швидкий піроліз	249
4.3.6. Газифікація біомаси	250
4.3.7. Виробництво синтетичного метану з зеленого водню	258
4.4. Отримання та використання біогазу	260
4.4.1. Біогазові потужності в Україні	260
4.4.2. Результати досліджень біогазових технологій	265
4.4.2.1. Утилізація феноловмісних стічних вод газогенераторних установок	266
4.4.2.2. Підвищення енергетичної ефективності біогазових реакторів з газгольдером мокрого типу	269
4.4.2.3. Інтенсифікація процесу бродіння за рахунок внесення біовугілля до біореактора	270
4.5. Виробництво рідких біопалив	271
Висновки	275
Перелік посилань	276
РОЗДІЛ 5. ЕНЕРГІЯ МАЛИХ РІЧОК	284
5.1. Світові тенденції розвитку гідроенергетики	284
5.2. Етапи становлення та сучасний стан малої гідроенергетики України	291
5.3. Класифікація малих гідроелектростанцій	298
5.3. Охоронні аспекти та засади сталого використання природних ресурсів у нормативно-правовій базі України	298

5.4. Гідроенергетичний потенціал малих річок України	302
5.5. Перспективи подальшого розвитку малої гідроенергетики України	308
5.6. Роль малої гідроенергетики України в енергозабезпеченні місцевих громад	311
5.7. Сучасні аспекти подальшого розвитку гідроенергетики України та існуючі виклики	313
Висновки	315
Перелік посилань	317
РОЗДІЛ 6. ГЕОТЕРМАЛЬНА ЕНЕРГІЯ	320
6.1. Основна термінологія та законодавчо-нормативна база геотермальної енергетики України	320
6.2. Гідротермальні ресурси	324
6.2.1. Сучасний стан та перспективи використання гідротермальних ресурсів у світі та в Україні	324
6.2.2. Умови формування гідротермальних родовищ на території України	335
6.2.3. Потенціал гідротермальних ресурсів України	339
6.2.4. Технології геотермальної енергетики	339
6.3. Петротермальні ресурси	348
6.3.1. Видобування петротермальних ресурсів зі створенням штучного колектора	349
6.3.2. Видобування петротермальних ресурсів без створення штучного колектора	351
6.3.3. Системи видобування петротермальних ресурсів у світі	352
6.4. Субгеотермальні (приповерхневі) ресурси	353
6.5. Акумуляування теплоти і холоду у верхніх водоносних горизонтах	356
6.6. Експериментальний геотермальний полігон Інституту відновлюваної енергетики НАН України	357
Висновки	364
Перелік посилань	364
РОЗДІЛ 7. КОМПЛЕКСНЕ ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ	370
7.1. Комплексні енергосистеми з відновлюваними джерелами енергії	371
7.1.1. Поняття комбінованої енергосистеми	371
7.1.2. Мережеві енергосистеми	373
7.1.3. Автономні енергосистеми	375
7.1.4. Оптимізація комбінованої системи	379

7.1.5. Приклади комбінування різнотипних джерел	385
7.2. Системи накопичення енергії	389
57.2.1. Роль акумулювання енергії в побудові ефективних енергосистем	389
7.2.2. Розрахунок систем акумулювання енергії	390
7.3. Прогнозування поточної потужності енергії з відновлюваних джерел	396
7.3.1. Поставлення задач прогнозування	396
7.3.2. Прогнозування надходження вітрової енергії	398
7.3.3. Прогнозування надходження сонячної енергії	402
7.3.4. Особливості ймовірнісного підходу	407
7.3.5. Сучасні вимоги до прогнозування надходження енергії відновлюваних джерел	410
7.4. Інтеграція електростанцій з відновлюваними джерелами енергії до загальної енергосистеми	412
Висновки	418
Перелік посилань	418
РОЗДІЛ 8. ВОДНЕВА ЕНЕРГЕТИКА	422
8.1 Воднева енергетика у світі та в Україні	423
8.1.1. Напрями та перспективи розвитку водневої енергетики	423
8.1.2. Характеристики водню як енергоносія	430
8.1.3. Застосування водню у відновлюваній енергетиці	431
8.1.4. Сучасні тенденції розвитку водневої енергетики та потенціал зеленого водню в Україні	439
8.2. Виробництво водню	446
8.2.1. Технології виробництва водню	448
8.2.2. Напрями вдосконалення процесу електролізу води	452
8.3. Методи зберігання та транспортування водню	458
8.4. Використання водню	468
8.4.1. Використання водню в транспортній галузі	470
8.4.2. Застосування водню у житлово-комунальному господарстві	478
Висновки	482
Перелік посилань	484

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ

АЕС – атомна електростанція
АБ – акумуляторна батарея
АГ – асинхронний генератор
АПК – агропромисловий комплекс
ВМО – Всесвітня метеорологічна організація
БГУ – біогазова установка
БУП – блок управління та перетворення енергії
ВЕ – відновлювана енергетика
ВДЕ – відновлювані джерела енергії
ВЕУ – вітроелектрична установка
ВЕС – вітроелектрична станція
ВДЕС – вітродизельна електростанція
ГАЕС – гідроакumuлююча електростанція
ГЕС – гідроелектростанція
ГеоЕС – геотермальна електростанція
ГЦС – геотермальна циркуляційна станція
ДВЗ – двигун внутрішнього згоряння
ЗСЕМ – зарядна станція електромобілів
ЕЕС – електроенергетична система
КВВП – коефіцієнт використання встановленої потужності
КВНП – коефіцієнт використання номінальної потужності
ККВ – коефіцієнт корисного використання
ККД – коефіцієнт корисної дії
КСЕ – концентрована сонячна енергія
ЛЕП – лінія електропередачі
ЛЕС – локальна електроенергетична система
МГЕС – мала гідроелектростанція
мікроГЕС – мікрогідроелектростанція
мініГЕС – мінігідроелектростанція
НДДКР – науково-дослідні та дослідно-конструкторські роботи
ОЕС – Об'єднана енергетична система
ПЕ – паливний елемент
ПК – паливна комірка
ПДВ – податок на додану вартість
ПЕР – паливно-енергетичні ресурси
РГ – джерела розосередженої генерації
РКІ – рідиннокристалічний індикатор
РП – регулюючий пристрій
СЕ – сонячний елемент
СЕС – сонячна електростанція

СЕС_д – домашня сонячна електростанція
СК – сонячний колектор
СКЗ – система крапельного зрошування
ССТ – системи сонячного теплопостачання
ТА – тепловий акумулятор
ТЕН – теплоелектронагрівач
ТЕС – теплова електростанція
ТЕЦ – теплоелектроцентральної
ТПВ – тверді побутові відходи
у.п. – умовне паливо
ФЕ – фотоелемент
ФЕБ – фотоелектрична батарея
ФЕП – фотоелектричний перетворювач
ФМ – фотоелектричний модуль
ФП – фотоелектрична панель
ЦПС – центральна підстанція
ANN – штучні нейронні мережі
ATES – системи підземного акумулювання теплової енергії
HESS – комбінована система зберігання енергії
EGEC – Європейська рада з питань геотермальної енергетики
CAIDI – індекс середньої тривалості відновлення електропостачання
IEA-PVPS – Програма фотоелектричної енергетики
LCOE – приведена собівартість електроенергії
LCON – нормована вартість технологій виробництва водню
GFS – числова модель прогнозування
LOEE – очікувана втрата енергії
LOLE – очікувана втрата навантаження
LOLF – частота втрати навантаження
LPSP – індекс імовірної втрати живлення
MOS – модель вихідних статистик
NWP-моделі – моделі числового передбачення погоди
NWP-моделі – аналітичні моделі прогнозу погоди
ORC – Органічний цикл Ренкіна;
PDF – щільність розподілу ймовірностей;
RDF – паливо з відходів
FIP – «зелена» надбавка
FIT – «зелений» тариф

ПЕРЕДМОВА

Монографія присвячена дослідженню та вирішенню актуальної задачі енергетичної галузі України – ефективному використанню відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) за найбільш перспективними напрямками їх освоєння – вітрової, сонячної й геотермальної енергії, енергії малих річок і біомаси, – а також комплексному їх використанню та акумулюванню з урахуванням сучасного стану відновлюваної енергетики, проблем та перспектив подальшого розвитку.

У світовій енергетиці вибрано пріоритетний розвиток виробництва енергії з відновлюваних джерел енергії, що дозволяє подолати енергетичні, екологічні та економічні проблеми сучасності. Позитивні результати функціонування європейської енергетики за новим низьковуглецевим курсом засвідчують правильність стратегічних рішень щодо розвитку відновлюваної енергетики. Зважаючи на подібність багатьох нагальних проблем української і європейської енергетики, стратегічні рішення для української енергетики мають ураховувати відповідний європейський досвід. Оптимальним шляхом низьковуглецевого розвитку є перехід України до відновлюваних технологій.

Збройна агресія РФ проти України негативно вплинула на весь сектор відновлюваної енергетики, але нові виклики дали поштовх до знаходження та прийняття нових рішень та інструментів підтримки її подальшого розвитку й обумовила необхідність виходу на сучасний технологічний рівень із застосуванням інноваційних відновлюваних технологій отримання енергії. Підвищення в такий спосіб рівня вітчизняної енергетичної ефективності сприятиме диверсифікації забезпечення енергоносіями центральних і розподілених енергогенерувальних систем, що забезпечить створення низьковуглецевої національної економіки та підвищить роль вітчизняної енергетики в системі міжнародного співробітництва, зокрема сприятиме виходу на міжнародні ринки енергетичних товарів та послуг.

Останні політичні рішення та впроваджені законодавчі ініціативи показують, що вже зараз галузь відновлюваної енергетики має всі передумови для забезпечення істотного рівня декарбонізації економіки України – високий ресурсний потенціал відновлюваних джерел енергії, законодавчо-правову базу та державну підтримку, потужну науково-технічну базу, а також зацікавленість вітчизняних та міжнародних інвесторів.

З огляду на довгострокову перспективу розвитку енергетичної галузі України роль відновлюваних джерел є пріоритетною завдяки наявності значного енергетичного потенціалу практично невичерпного та екологічно чистого ресурсу відновлюваних джерел енергії. Розвиток науково-технічної бази відновлюваної енергетики з метою поступової заміни в Україні традиційних методів отримання енергії на відновлювані джерела енергії в межах доцільної реалізації їх потенціалу є важливим завданням для країни.

Вітчизняна наука робить значний внесок у виконання Національного плану дій України з відновлюваної енергетики. Для стабільного

енергозабезпечення вирішуються завдання, до яких належать: розв'язання науково-технічних і технологічних проблем освоєння енергії відновлюваних джерел; підвищення ККД енергетичного обладнання та комплексне його використання, зниження вартості виробленої енергії, створення інноваційних моделей диспетчеризації; надійне прогнозування виробництва електричної та теплової енергії й запровадження технологій їх акумуляування, зокрема на основі водню. Висока якість робіт забезпечується застосуванням сучасних методів дослідження, в тому числі ефективних методів моделювання та сучасних програмних комплексів.

У монографії викладено результати наукових фундаментальних та прикладних досліджень фахівців шести наукових відділів Інституту відновлюваної енергетики НАН України – сонячної енергетики, вітроенергетики, гідроенергетики, геотермальної енергетики, відновлюваних органічних енергоносіїв та комплексних енергосистем. Виконані наукові роботи окрім здійснення фундаментальних і прикладних досліджень з метою одержання нових наукових знань у сфері основних напрямів освоєння енергії відновлюваних джерел направлені на впровадження їх в реальні проекти, зокрема щодо децентралізації енергетичної галузі.

У представлений роботі враховано також особливості останніх законодавчих актів у галузі відновлюваної енергетики України, що потребують нових підходів у процесі експлуатації енергетичного обладнання на основі відновлюваних джерел енергії. У серпні 2024 року Кабінет Міністрів України затвердив Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року, реалізація положень якого дасть змогу збільшити частку енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії, у структурі валового кінцевого споживання енергії України в 2030 році до рівня не менш як 27 %.

Розширені можливості використання енергії відновлюваних джерел можна спрямувати не тільки на виробництво електричної та теплової енергії, але й на створення запасів енергії у вигляді водню. Інститут відновлюваної енергетики НАН України впродовж кількох десятиліть проводить наукові дослідження в галузі водневої енергетики, займається визначенням енергетичного потенціалу виробництва водню, встановленням перспективних напрямів його використання, зокрема для створення балансувальних потужностей енергетики України. Водень відіграватиме провідну роль в інтеграції великих обсягів відновлюваної енергії, в секторах транспорту, опалення та охолодження, забезпечуючи декарбонізацію та децентралізацію широкого спектру кінцевого використання.

За всіма напрямками діяльності фахівцями ІВЕ НАН України прийнято багато технічних інноваційно привабливих рішень, що подані у вигляді об'єктів інтелектуальної власності. Новизна удосконалених авторами монографії технологій і засобів перетворення відновлюваної енергії підтверджена такими фактами: з 2005 до 2024 року було отримано 24 патенти на винахід, а на корисну модель – 118 патентів; у 2024 році подано 9 патентів. Розроблено та затверджено 44 стандарти в галузі відновлюваної енергетики.

Участь ІВЕ НАН України у створенні ефективної законодавчо-правової бази, стандартизація й сертифікація устаткування на основі ВДЕ, освітня

діяльність та активна міжнародна співпраця спрямовані на розвиток відновлюваної енергетики як ефективної енергетичної галузі України для зміцнення енергетичної незалежності держави.

Монографія призначена для наукових та інженерно-технічних працівників, пошуковців та проєктувальників, що спеціалізуються в галузі відновлюваної енергетики, а також викладачів, аспірантів та студентів енергетичних спеціальностей вищих навчальних закладів і може бути корисною для всіх, хто зайнятий у різних напрямках діяльності щодо розвитку відновлюваної енергетики України, зокрема представників місцевих громад та фізичних осіб.

Список авторів монографії, виконаної за загальною редакцією члена-кореспондента НАН України Кудрі С. О., надано нижче:

- чл.-кор. НАН України, д-р техн. наук Кудря С. О., почесний директор, чл.-кор. НАН України, д-р техн. наук Мхітарян Н. М., наук. співроб. Яценко Л. В., наук. співроб. Кудря Т. С., мол. наук. співроб. Іванчук В. Ю. – *розділ 1*;

- чл.-кор. НАН України, д-р техн. наук Кудря С. О., канд. техн. наук Коханевич В. П., наук. співроб. Шихайлов М. О., мол. наук. співроб. Петренко К. В., наук. співроб. Яценко Л. В., гол. технол. Ткаченко Д. Ю., інж. І кат. Іванченко І. В., інж. І кат. Молибог О. Г. – *розділ 2*;

- д-р техн. наук Суржик Т. В., канд. техн. наук Матях С. В., канд. техн. наук Бондаренко Д. В., канд. екон. наук Дьяченко О. С., мол. наук. співроб. Шейко І. О., наук. співроб. Шевчук В. І., наук. співроб. Пундев В. О., пров. інж. Яценко В. В. – *розділ 3*;

- канд. техн. наук Четверик Г. О., канд. техн. наук Жовмір М. М., канд. техн. наук Ключ В. П., канд. техн. наук Бутько М. О., канд. техн. наук Дідківська Г. Г., пров. наук. співроб. Лобунець Ю. М. – *4 розділ*;

- д-р техн. наук Васько П. Ф., канд. техн. наук Мороз А. В. – *розділ 5*;

- д-р техн. наук Морозов Ю. П., д-р техн. наук Зур'ян О. В., наук. співроб. Барило А. А., канд. техн. наук Лисак О. В. – *6 розділ*;

- д-р техн. наук Кузнецов М. П., канд. техн. наук Кармазін О. А., аспірант Хомутов С. В. – *розділ 7*;

- чл.-кор. НАН України, д-р техн. наук Кудря С. О., д-р техн. наук Бутько В. І., канд. техн. наук Ткаленко М. Д., д-р філософії Репкін О. О., наук. співроб. Яценко Л. В., наук. співроб. Толкунов А. А., пров. інж. Бенменні М., аспірант Коханевич В. В. – *розділ 8*.

Автори висловлюють щирю подяку *Михальському В. М.*, члену-кореспонденту НАН України, доктору технічних наук, професору, завідувачу відділу перетворення та стабілізації електромагнітних процесів Інституту електродинаміки НАН України, *Фіалко Н. М.*, завідувачу відділу теплофізики енергоефективних теплотехнологій Інституту технічної теплофізики НАН України, члену-кореспонденту НАН України, доктору технічних наук, професору, за цінні зауваження та рекомендації, зроблені під час рецензування рукопису.

РОЗДІЛ 1. ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

Використання екологічно чистих відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) для задоволення енергетичних потреб населення та промисловості є надзвичайно важливим для України, що передусім пов'язано з енергодефіцитністю в галузі існуючої енергетичної системи та незадовільним станом довкілля. Рішенням Ради національної безпеки і оборони України від 9 грудня 2005 року «Про стан енергетичної безпеки України та основні засади державної політики у сфері її забезпечення», введеним в дію Указом Президента України № 1863, одним із пріоритетних завдань державної політики у сфері забезпечення енергетичної безпеки України визначено використання нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії.

У більшості розвинених країн світу використання відновлюваних джерел енергії є одним із основних пріоритетів розвитку енергетики, що обумовлено необхідністю усунення енергетичної нестабільності країн, пов'язаної з енергетичними кризами, та зменшення обсягів шкідливих викидів, що утворюються в процесі використання традиційних енергоносіїв. Важливим аспектом є також можливість створення запасів органічної сировини для неенергетичних потреб та збереження запасів енергоресурсів для майбутніх поколінь.

У світі проводяться активні дії щодо зменшення забруднення довкілля, насамперед завдяки мінімізації викидів парникових газів. Нова угода в межах Рамкової конвенції ООН про зміну клімату (UNFCCC) [1] щодо регулювання заходів зі зменшення викидів діоксиду вуглецю з 2020 року була підписана в Парижі 12 грудня 2015 року і має на меті спрямовувати зусилля на обмеження зростання температури на рівні 1,5 °C від доіндустріальних показників [2]. На відміну від Кіотського протоколу [3], Паризька кліматична угода передбачає, що зобов'язання зі скорочення шкідливих викидів в атмосферу беруть на себе всі держави, незалежно від ступеня їхнього економічного розвитку. Передбачено, що такі цілі буде досягнуто дотаціями країнам, що розвивають використання низьковуглецевих технологій відновлюваної енергетики та скорочення видобутку й використання викопних видів палива.

Цілі України як одного з учасників цієї угоди – це скорочення викидів вуглекислого газу на 25 % до 2020 року, на 40 % – до 2030 року, також запропоновано амбітну ціль до 2050 року – 70 %. Енергетичною стратегією України до 2035 року передбачено зростання частки відновлюваної енергетики до рівня не менше 25 % в енергетичному балансі країни, зниження імпортозалежності енергетичної галузі України з 51 % у 2015 році до 33 % у 2035-му, а також повноцінна інтеграція з енергетичною системою ЄС [3].

Європейська комісія офіційно представила проєкт Європейського закону про клімат (European Climate Law), що передбачає досягнення країнами Євросоюзу 100%-ї вуглецевої нейтральності до 2050 року, а його основні

положення були представлені в Європейській «зеленій угоді» у грудні 2019 року. Законопроект містить юридично обов'язкові цілі щодо досягнення нульових викидів парникових газів до 2050 року. Європейський кліматичний закон, який законодавчо закріплює мету Європейського союзу стати кліматично нейтральним до 2050 року та проміжну ціль щодо скорочення чистих викидів парникових газів до 2030 року щонайменше на 55 % у порівнянні з рівнем 1990 року, був ухвалений 9 липня 2021 року Регламентом (ЄС) 2021/1119 Європейського парламенту та Ради [4].

Політика декарбонізації Європейського Союзу, підтверджена прийняттям пакета системних політичних рішень – Європейського зеленого курсу (ЄЗК), який у наступні роки впливатиме на кліматичну, промислову, енергетичну, екологічну, транспортну, сільськогосподарську політику України та країн-сусідів. Оскільки ключовою ціллю ЄЗК є кліматично нейтральна Європа до 2050 року, залучення України до процесу її досягнення є необхідною умовою. Передбачається, що ЄЗК у середньостроковій перспективі матиме надзвичайно великий вплив на економічне й соціальне життя в Україні. Це вимагає розробки й запровадження спеціальних заходів для забезпечення справедливого сталого переходу до низьковуглецевої енергетики та економіки і уникнення негативних соціальних наслідків [5].

Основними напрямками «зеленого» енергетичного переходу України прийнято енергоефективність та ВДЕ. Підвищення ефективного використання енергії сприятиме зменшенню потреби в енергоресурсах, необхідних для прогнозованого зростання ВВП та покращення добробуту громадян. У структурі необхідних енергетичних ресурсів передбачаються суттєві зміни в напрямі збільшення частки ВДЕ під час виробництва електроенергії та відповідного зменшення використання викопних видів палива. ВДЕ в поєднанні з підвищенням енергоефективності утворюють найпотужніший інструмент у декарбонізації національної економіки.

Одним із світових науково-технологічних лідерів у сфері моделювання енергосистем, а також спорудження високоманеврених газових електростанцій є Фінляндія. Ще в 2016 році вчені фінського технологічного університету (LUT) розробили модель світової енергосистеми на основі 100 % ВДЕ. Модель розраховувалася на кожну годину календарного року на основі оптимального і найдешевшого поєднання генерації, систем зберігання енергії й електропостачальної інфраструктури. Прогнозна ціна кіловат-години в основних регіонах світу була визначена приблизно 5,5–7 євроцентів [6].

Для України оптимальним шляхом низьковуглецевого розвитку є перехід до нових технологій. Особливої ваги він набуває в електроенергетичній галузі, де використовуються переважно традиційні види палива, істотна частка яких імпортується – вугілля, газ, нафта та нафтопродукти, ядерне паливо.

Урядом України 21 січня 2020 року була представлена «Концепція «зеленого» енергетичного переходу України до 2050 року» [7], яка передбачає:

- збільшення частки ВДЕ до 70 % до 2050 року, але при цьому її вартість має бути збалансована та економічно обґрунтована;
- зменшення частки видобувних галузей в економіці та, відповідно, повне заміщення вугільних ТЕС до 2050 року;
- здійснення переходу до кругової економіки, зменшення відходів та їх раціональне використання;
- зменшення частки атомної генерації до рівня 20–25 %, при цьому гідроенергетика залишиться на поточному рівні, а нові атомні потужності можуть будуватися на основі технології малих ядерних реакторів;
- побудову сучасних енергетичних ринків з високим ступенем відкритості та конкурентності;
- інтеграцію енергетичних ринків України з європейськими.

Світовим співтовариством у 2021 році основним інструментом створення безвуглецевої економіки визнана відновлювана енергетика. Встановлення вищих цілей щодо скорочення викидів у Національно визначених внесках (НВВ) та оголошення курсу на закриття вугільної генерації було заявлено на Кліматичній конференції ООН у Глазго (COP26). Ухваленню рішень щодо прискореного переходу на відновлювану енергію сприяло екстремальне зростання цін на природний газ (у 15–20 разів) та вугілля (в 3 рази). Держави домовилися скоригувати національні кліматичні цілі вже до кінця 2022 року – на три роки раніше, ніж планувалося досі [8].

В Україні також прийнято оновлений Національно визначений внесок (НВВ2), розробляються стратегії розвитку ключових секторів економіки з урахуванням нових кліматичних критеріїв, вводяться нові «зелені» потужності. Мета України, затверджена Постановою КМУ від 30 липня 2021 року, відповідно до НВВ2 передбачає до 2030 року скорочення викидів парникових газів на 65 % від рівня 1990 року. Показник скорочення викидів був отриманий, виходячи з розрахунку, що в 1990 році загальні викиди України з урахуванням землекористування та лісівництва становили 884 млн тонн. Згідно з кадастром, поточні викиди CO₂ у 2019 році становили 332 млн тонн, або 37,6 % рівня 1990 року [9]. Подальше скорочення мало становити близько 23 млн тонн. У пояснювальній записці до проєкту розпорядження Кабміну зазначається, що НВВ2 дасть змогу інтегрувати екологічні складові в оновлені стратегії розвитку держави, врахувати національні обставини розвитку економіки України при виконанні міжнародних зобов'язань, підвищити імідж України на міжнародній арені та в кліматичних переговорах. Зазначається, що НВВ2 сприятиме залученню додаткових технологічних і фінансових ресурсів для модернізації й трансформації економіки на шляху реалізації Європейського «зеленого» курсу (European Green Deal) і пом'якшення наслідків зміни клімату.

Оскільки найбільш вуглецевоемною сферою економіки традиційно виступає енергетичний сектор, то очевидно, що значно більша увага має бути приділена скороченню викидів саме в енергетиці. Згідно з НВВ2, до 2030 року викиди у сферах виробництва електроенергії та тепла мають знизитися приблизно на 26 % рівня 2019 року та на 75 % рівня 1990 року. Заплановані структурні зміни в секторі електроенергетики [10]:

- зростання валової електрогенерації до 2030 року до 190 ТВт·год;
- на атомну генерацію припадатиме 47 % загального вироблення електроенергії;

- на вітрові та сонячні потужності припадатиме близько 22 %, а вугільна генерація має суттєво поступитися відновлюваним джерелам енергії.

При переході України до низьковуглецевої енергетики необхідно враховувати нові напрями забезпечення прискорення декарбонізації енергетичної галузі України, а саме:

- переведення традиційних технологій електроенергетики України на технології низьковуглецевої генерації, найефективнішими з яких є ВДЕ;
- згортання окремих видобувних галузей, передусім вугільної;
- створення нових високоманеврових генерувальних потужностей на синтетичних газах, вироблених завдяки ВДЕ;

- підвищення енергоефективності та енергозбереження, що дозволить зменшити споживання енергетичних ресурсів;

- децентралізація та розвиток розподіленої генерації;
- впровадження інноваційних технологій, «інтелектуальних» електромереж (Smart Grid), «інтелектуальних» систем обліку й розрахунків (Smart Metering), управління попиту (Demand Response);

- впровадження сучасних пристроїв акумуляування енергії;
- діджиталізація електричних мереж, що дозволить ширше й надійніше використовувати об'єкти відновлюваної енергетики, інноваційні технології накопичування енергії, використовувати динамічне ціноутворення та залучати споживачів до дистанційного та «інтелектуального» керування енергоспоживанням;

- створення в Законі України «Про альтернативні джерела енергії» механізму фінансування в Україні високотехнологічної галузі машинобудування з виробництва компонентів сучасного обладнання для виробництва електроенергії з ВДЕ;

- створення низьковуглецевих енергетично-промислових кластерів;
- отримання сучасних технологій виробництва обладнання для ВДЕ;
- залучення європейської експертної допомоги до розробки стратегії трансформації галузі й системи управління нею.

За оцінкою аналітиків Bloomberg New Energy Finance (BNEF), що є постачальником стратегічних досліджень щодо сприяння переходу до низьковуглецевої економіки, понад три чверті зусиль зі скорочення викидів у

наступні дев'ять років припадає на енергетичний сектор та швидше розгортання вітрових і сонячних електричних систем.

На виконання рішення РНБО від 23.03.2021 «Про виклики і загрози національній безпеці України в екологічній сфері та першочергові заходи щодо їх нейтралізації», введеного в дію Указом Президента України № 111 від 23.03.2021, вітчизняними вченими розроблений Проєкт Національного плану дій з розвитку відновлюваної енергетики (НПД ВДЕ) на період до 2030 року, презентований Держенергоефективності в 2022 році [11].

Національним планом передбачено заходи, які забезпечать збалансований розвиток відновлюваної електроенергетики, теплоенергетики та споживання відновлюваних джерел на транспорті. Значну увагу приділено:

- забезпеченню сталості генерації об'єктів відновлюваної генерації, підвищенню надійності енергопостачання, перенесенню сезонних змін попиту на електроенергію;

- стимулюванню виробництва «чистої» електроенергії на ринкових засадах;

- удосконаленню умов підтримки енергетичних кооперативів та приватних домогосподарств;

- запровадженню механізму видачі гарантії походження електроенергії;

- стимулюванню використання енергоносіїв з ВДЕ у транспортному секторі.

При обговоренні керівництва Міненерго України з представниками Американської торговельної палати в Україні окремо було виділено тему регулювання ринку електроенергії. Відмічено, що для України дуже важливий розвиток «зеленої» енергетики – максимальне нарощування частки безвуглецевої енергії в енергоміксі є одним із ключових пріоритетів Міненерго. Прагнення розвивати ВДЕ закріплене в Енергетичній стратегії України і відповідає загальноєвропейським та світовим тенденціям [12].

Українська енергетика у довоєнний час та на початку війни мала досить хороші показники щодо обсягів викидів CO₂ на кіловат-годину виробленої електроенергії – за підсумками 2021 року, частка вуглецево нейтральної електроенергії становила 70 %, а в період весняного паводка 2022 року навіть перевищувала 85 % [13]. На 8 червня 2022 року в Україні частка чистої енергії (атомна, гідро, вітрова, сонячна, біогенерація) в енергобалансі досягла 87,4 %, тобто майже 9 із 10 спожитих в Україні кіловат-годин були вироблені без жодних викидів CO₂. За рівнем розвитку безвуглецевої генерації Україна перебуває на одному рівні з країнами ЄС та інколи навіть перевищує відповідні показники. Так, у 2021 році середньозважена частка безвуглецевого енергоміксу країн ЄС становила 63 %, а в Україні досягла 70 %. Наприклад, у Німеччині частка «чистої» електроенергії становила 44 %, решта покривалася за рахунок використання природного газу та вугілля [14].

В Україні останніми роками спостерігається досить відчутне збільшення частки відновлюваної енергетики в енергетичній галузі, особливо це стосується електроенергетики на основі вітрових та сонячних електростанцій. Стабільно розвивається мала гідроенергетика, помітні зрушення є також у розвитку біоенергетичної галузі.

Вихід вітчизняної відновлюваної енергетики та енергоефективності на високий кількісний та якісний рівень став можливим за рахунок інтенсифікації науково-дослідних робіт, спрямованих на досягнення європейського та світового рівня.

Всебічно сприяє розвитку відновлюваної енергетики Національна академія наук України, фундаментальні та прикладні наукові дослідження проводяться в багатьох інститутах НАН України. Засновниками відновлюваної енергетики України й активними продовжувачами практично всіх перспективних напрямів робіт є вчені Інституту відновлюваної енергетики НАН України. Успіхи вітчизняної науки представлені у наукових розробках нової техніки та технологій відновлюваної енергетики, виконанні вітчизняних і міжнародних проєктів та зобов'язань. Виконання фундаментальних і прикладних наукових досліджень ІВЕ НАН України спрямовані на підвищення техніко-економічної ефективності, надійності та стабільності систем енергопостачання на основі відновлюваних джерел. Безпечна експлуатація електроенергетичних систем на основі відновлюваних джерел енергії при значних обсягах освоєння енергії ВДЕ потребуватиме встановлення ефективних акумулявальних потужностей, зокрема на основі водню. Це є особливо актуальним з погляду необхідності створення балансувальних потужностей у відновлюваній енергетиці України на виконання Закону України від 25.04.2019 «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії» і також сприятиме вирішенню проблем сумісності енергосистем на основі окремих видів ВДЕ з Об'єднаною енергетичною системою.

Результатом багаторічної роботи вітчизняних вчених над створенням фундаментальної й прикладної науки, законодавчої та сертифікаційної бази відновлюваної енергетики для виходу української науки і промисловості на світовий рівень є позитивна динаміка розвитку відновлюваної енергетики України.

Ефективне вирішення проблем науково-технологічного забезпечення та розвитку відновлюваної енергетики України потребує створення єдиної інфраструктури на базі науки, освіти, законодавства та промисловості.

Для розширення сфери освіти в галузі відновлюваної енергетики у НТУУ «КПІ імені Ігоря Сікорського» у 2002 році створено кафедру відновлюваних джерел енергії, що займається підготовкою кваліфікованих фахівців за всіма напрямками відновлюваної енергетики, зокрема щодо

комплексного використання енергії відновлюваних джерел. З метою посилення роботи з підготовки кадрів і здійснення спільної науково-освітньої діяльності в галузі відновлюваної енергетики НТУУ «КПІ імені Ігоря Сікорського» та ІВЕ НАН України в 2016 році на базі кафедри відновлюваних джерел енергії факультету електроенерготехніки та автоматики створили науково-освітнє об'єднання «Спільна кафедра відновлюваної енергетики». Основним завданням Спільної кафедри є інтеграція та координація зусиль зі створення ефективної науково-освітньої системи, здатної надавати якісні освітні послуги, та створення необхідних умов для реалізації учасниками освітнього процесу їх здібностей і талантів. Важливим завданням є забезпечення органічного поєднання в освітньому процесі освітньої, наукової та інноваційної діяльності.

Широкомасштабне освоєння енергетичних ресурсів відновлюваних джерел за всіма основними напрямками, які в Україні мають значний енергопотенціал, сприятиме створенню незалежної стійкої енергетичної інфраструктури України та зведенню до мінімуму шкідливих викидів в атмосферу.

1.1. Загальні положення

Відновлювана енергетика – сфера господарювання, науки і техніки, що охоплює виробництво, передачу, перетворення, накопичення і споживання електричної, теплової й механічної енергії за рахунок використання як первинних енергоресурсів відновлюваних джерел енергії.

Відновлювані джерела енергії – це потоки енергії, що постійно або періодично діють у навколишньому середовищі. В цілому всі енергетичні потоки відновлюваних джерел енергії розділяються на дві основні групи:

- пряма енергія сонячного випромінювання;
- вторинні прояви енергії сонячного випромінювання у вигляді енергії вітру, гідроенергії, теплової енергії навколишнього середовища, енергії біомаси та ін.

До ВДЕ належать:

- промениста енергія Сонця;
- енергія вітру;
- гідроенергія течій води, хвиль, припливів;
- тепла енергія оточуючого середовища (Землі, повітря, морів та океанів);
- енергія біомаси;
- геотермальна енергія.

Виникнення енергії відновлюваних джерел пов'язане з:

- термоядерними процесами на Сонці (теплова та промениста енергія Сонця, енергія вітру, енергія біомаси, гідроенергія річок та хвиль, теплова енергія оточуючого середовища, зокрема Землі, повітря, морів та океанів);
- гравітаційною взаємодією Сонця, Землі та Місяця (гідроенергія припливів).

Геотермальну енергію також відносять до відновлюваних видів енергії, хоча в цьому разі теплова енергія виділяється в результаті протікання хімічних реакцій і розпаду радіоактивних елементів, запаси яких мають межу, тобто по своїй суті є невідновлюваним джерелом енергії [15].

Сонце – специфічний гідродинамічний об'єкт, температура надр якого настільки висока, що забезпечує синтез водню та гелію. Цей синтез вивільняє енергію у вигляді високочастотного електромагнітного випромінювання, яке, перевипромінюючись, поступово доходить від надр Сонця до його поверхні. Випромінювання, яке досягає Землі, виходить з тонкого поверхневого шару Сонця, що називається фотосферою. Потужність випромінювання Сонця надзвичайно велика – $3,8 \cdot 10^{20}$ МВт. Електромагнітне випромінювання фотосфери Сонця поширюється в космічному просторі зі швидкістю світла. Енергія, яку щоденно випромінює Сонце, є джерелом життя на Землі. Вона підтримує в газоподібному стані земну атмосферу, постійно нагріває сушу і водойми, дає енергію вітрам і водотокам, морським течіям і хвилям, забезпечує життєдіяльність тваринного та рослинного світу. Частина сонячної енергії витрачається на створення енергоресурсів у надрах Землі у вигляді кам'яного вугілля, торфу, нафти, природного газу та інших викопних енергоресурсів протягом мільйонів років проходив процес біохімічного перетворення сонячної енергії. Все це підкреслює роль Сонця як основного первинного джерела енергії на планеті. Загальна енергетична система Землі показана на рис. 1.1 [15].

Вся енергетична система Землі складається з двох частин:

- динамічного потоку енергії, що проходить над поверхнею Землі;
- статичного запасу енергії, тобто органічного палива, ядерної та геотермальної енергії, що перебуває під поверхнею Землі.

На поверхню Землі та на її атмосферу направлені три енергетичні потоки з такою потужністю:

- сонячне випромінювання 174 400 ТВт;
- гравітаційна енергія планет 3 ТВт;
- тепловий потік із середини Землі 30 ТВт.

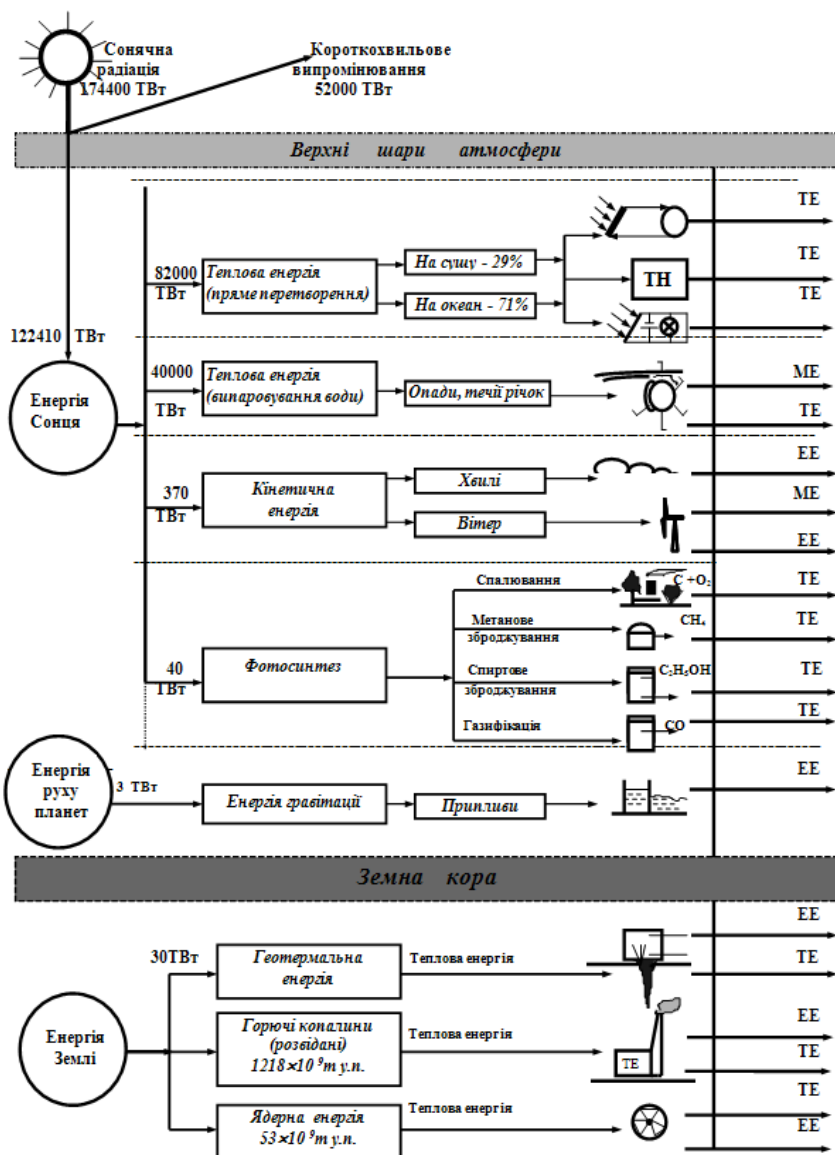


Рис. 1.1. Схема енергетичного балансу планети

Близько 30 % (52 000 ТВт) сонячного випромінювання відбивається в космічний простір і практично не впливає на загальний енергетичний баланс планети. Решта, близько 70 % сонячного випромінювання, потужністю 122 410 ТВт, що в 3710 разів перевищує потужність двох інших потоків енергії, є основною складовою енергетичного балансу Землі [15]. Загальна енергія, що поглинається атмосферою та поверхнею Землі протягом року, майже в 11 000 разів перевищує річне споживання енергії на планеті. Одна частина цієї енергії поглинається атмосферою, сушею та океаном і перетворюється на теплову енергію, яку можна освоювати за допомогою різних технічних засобів. Під дією другої частини енергії (40 000 ТВт) проходить випаровування, циркуляція й випадання води, в такий спосіб обумовлюється виникнення течій річок, морів та океанів. Третя частина енергії (370 ТВт) спричиняє температурні перепади, завдяки яким виникають атмосферні потоки повітря (вітер). Четверта, найменша, частина енергії (40 ТВт, що становить трохи більше 0,03 % загального потоку енергії) поглинається рослинами й, завдяки проходженню в них процесу фотосинтезу, накопичується у вигляді органічних сполук. Цей потік енергії є одним із найважливіших – завдяки йому здійснюються фізіологічні процеси всіх живих організмів. У процесі фотосинтезу в хімічну енергію перетворюється тільки 1-2 % сонячної енергії, але навіть такої малої частки достатньо для існування всього живого світу [15].

За рік земна куля отримує від Сонця $1330 \cdot 10^{27}$ Ккал теплової енергії. Більша частина цієї теплової енергії затримується в атмосфері й лише 2,5 % перетворюється на енергію вітру. 25,5 % сонячних променів після проходження через атмосферу попадає на водні ресурси, але тільки 0,04 % утворює гідроенергію. 14,5 % сонячних променів падає на тверду поверхню, 0,12 % перетворюється на хімічну енергію. Загальна кількість сонячної енергії, що досягає поверхні Землі за рік, у 50 разів перевищує всю енергію, яку можна отримати з доказаних світових запасів викопного палива [15, 16].

Основною перевагою використання відновлюваних енергоресурсів є їх невичерпність та екологічна чистота, що сприяє поліпшенню екологічного стану й не призводить до зміни енергетичного балансу на планеті. При використанні відновлюваних джерел енергії немає потреби у видобуванні, переробці, збагаченні та транспортуванні палива, знімається проблема утилізації або захоронення шкідливих відходів традиційних енергетичних виробництв.

Основним недоліком відновлюваних джерел енергії є стохастичність енергетичних потоків – періодичність надходження та змінність енергетичного потенціалу, що до останнього часу спричиняло значні ускладнення в багатьох випадках їх використання і не відповідало сучасним вимогам щодо енергопостачання споживачів. Сучасні технології та обладнання відновлюваної енергетики, а також прийоми раціонального

використання ВДЕ, основані на комплексному використанні різних видів відновлюваних джерел енергії та акумуляторів енергії, фактично ліквідували перешкоди щодо їх широкомасштабного впровадження й обумовили бурхливий розвиток відновлюваної енергетики у світі. Важливою характеристикою енергоресурсів є якість джерела енергії, за цією ознакою відновлювані джерела енергії можна розділити на три групи [15]:

1) відновлювані джерела механічної енергії, основними з яких є гідроенергія, вітрова енергія, енергія хвиль та припливів. Загалом якість цих джерел висока, і зазвичай їх використовують для виробництва електроенергії;

2) теплові відновлювані джерела енергії, основними з яких є пряма енергія Сонця, енергія біопалива. Максимальна частка теплоти таких джерел, яка може бути перетворена на механічну роботу, визначається другим законом термодинаміки. На практиці перетворити на роботу вдається приблизно половину теплоти, що допускається другим законом термодинаміки;

3) відновлювані джерела енергії на основі фотонних процесів, до яких належать джерела, що використовують фотосинтез і фотоелектричні явища. Досягти високої ефективності перетворення енергії в усьому спектрі сонячного випромінювання дуже важко, й на практиці коефіцієнт корисної дії (ККД) фотоперетворювачів поки не перевищує 25 %.

Відновлювані джерела енергії мають принципові відмінності, тому їх ефективне використання є можливим на основі науково розроблених принципів перетворення енергії ВДЕ на види, потрібні споживачам. В оточуючому середовищі завжди існують потоки відновлюваної енергії, тому в процесі розвитку відновлюваної енергетики необхідно орієнтуватися на місцеві енергоресурси, вибираючи найефективніші з них. Важливим заходом ефективного використання ВДЕ є комплексний підхід у плануванні енергетики на основі відновлюваних енергоресурсів. Відновлювані джерела енергії є невід'ємною частиною навколишнього середовища, тому їх вивчення й використання не може обмежуватися рамками однієї наукової дисципліни або завдання. Часто дослідження охоплюють сферу від промислової біотехнології до електроніки й процесів управління. Використання ВДЕ має бути багатоваріантним і комплексним, що дозволить прискорити економічний розвиток регіонів.

Для ефективного планування енергетики на основі відновлюваних джерел енергії необхідно проводити: по-перше, систематичне дослідження навколишнього середовища, аналогічне дослідженням геологічного характеру під час пошуку нафти або газу; по-друге, вивчення потреб конкретного регіону в енергії для промислового, сільськогосподарського виробництва і побутових потреб. Зокрема, щоб вибрати найекономічніше джерело енергії, необхідно знати структуру споживачів енергії. Під час розробки проєктів щодо використання енергії відновлюваних джерел необхідно виходити з наявності енергоресурсів ВДЕ у відповідній місцевості. Визначення енергетичного

потенціалу кожного з видів ВДЕ вимагає регулярних і тривалих спостережень та аналізу параметрів цих джерел. Необхідно спочатку оцінити весь потік енергії, а вже потім визначати ту його частину, яка може бути використана в енергоустановках.

Наймасштабнішим на сьогодні є використання гідроенергії, сонячної та вітрової енергії. Досить широко використовується та успішно функціонує велика гідроенергетика, проводиться робота з відновлення занедбаних і будівництва нових об'єктів малої гідроенергетики, особливо у важкодоступних для підведення ліній електропередачі районах. Спалювання біомаси для отримання теплової енергії із застосуванням сучасного устаткування також стає дедалі поширенішим. Практично в усіх регіонах світу існують можливості для експлуатації вітроенергетичного обладнання з метою виробництва електроенергії й виконання механічної роботи та створення і розширення біоенергетичного сектору для одержання біогазу. Геотермальна енергія має значний потенціал в окремих регіонах світу і може успішно використовуватися для опалення й гарячого водопостачання, а також для виробництва електроенергії. Теплова енергія сонячної радіації може ефективно використовуватись для гарячого водопостачання і опалення; для виробництва електричної енергії найпоширенішим є застосування методу фотоелектричного перетворення.

Вартісні показники електроенергії від відновлюваних джерел енергії, виробленої на різних видах електростанцій, вже зараз відповідають в середньому рівню традиційних електростанцій; очікується, що в наступні 10 років вартість технологій вітроелектростанцій (ВЕС) та сонячних електростанцій (СЕС) знизиться на 13 % та 57 % відповідно, що чимало сприятиме впровадженню ВДЕ в Україні. За умови стабільності економічного та політичного середовища держави, забезпечення стабільності законодавчо-нормативного регулювання й інвестиційних умов та покращення умов фінансування проєктів відновлюваної енергетики Україна зможе значною мірою модернізувати об'єкти електричної та теплової генерації за рахунок технологій відновлюваної енергетики та забезпечити енергонезалежність [17].

Використання енергії відновлюваних джерел у світі має найдавніші традиції – ще кілька століть тому основою енергетики на території України було використання вітрових і водяних агрегатів та мускульної енергії тварин. Важливим джерелом для отримання теплової енергії була біомаса – дрова, торф, використання яких до цього часу в сільській місцевості України не втратило своєї актуальності.

Середина ХХ століття характеризується майже повною відмовою від ВДЕ. Однак енергетична криза 70-х років минулого століття, що поставила людство перед загрозою вичерпання викопних енергетичних ресурсів, Чорнобильська катастрофа 1986 року та аварія на атомній станції Фукусіма в Японії в березні 2011 року, які показали реальну загрозу існуванню цивілізації,

докоринно змінили підходи до використання первинних джерел енергії. Почала формуватися науково-технічна база нової галузі на основі відновлюваних джерел енергії – відновлюваної енергетики (ВЕ).

Розвиток відновлюваної енергетики в різних країнах світу є актуальним завданням незалежно від стану їх промислового розвитку. Так, якщо для промислово нерозвинених країн, не забезпечених власними традиційними енергоресурсами, першочерговою є енергетична безпека, то для промислово розвинених країн, забезпечених такими енергоресурсами, найважливіша екологічна безпека, збереження органічних енергоресурсів для майбутніх поколінь і для неенергетичного використання, а також вихід на світові ринки збуту устаткування відновлюваної енергетики. Країни, що розвиваються, мають можливість поліпшити соціально-побутові умови населення і рівень промислового розвитку з використанням нових екологічно чистих технологій.

Необхідність використання відновлюваних джерел енергії в економіці розвинених країн зумовлюється не тільки обмеженими запасами викопних палив, але й вимогами до зменшення викидів в атмосферу парникових газів, передусім діоксиду вуглецю. Парниковий ефект – екологічна проблема, що визначається як підвищення температури й вологості атмосфери Землі внаслідок емісії в атмосферу вуглекислого газу і поглинання ним інфрачервоного випромінювання. Розширення споживання енергії відновлюваних джерел з урахуванням того, що використання майже кожного з цих джерел не супроводжується емісією CO_2 , дозволить не тільки глобально знизити масштаби викидів CO_2 , але й забезпечить у найближчому майбутньому можливість збільшення виробництва енергії, оскільки використання ВДЕ як первинних енергоджерел практично не впливає на тепловий баланс планети.

Зважаючи на те, що відновлювана енергетика використовує потоки енергії, що вже існують у навколишньому просторі, теплове забруднення довкілля, обумовлене скиданням туди якоїсь частини перетвореної енергії, мізерне. Неістотними є й інші види забруднення повітря й води, а також об'єми відходів. З екологічних міркувань енергія відновлюваних джерел має перевагу перед звичайним паливом і атомною енергією.

З погляду впливу на довкілля основним недоліком енергоустановок на відновлюваних джерелах є порушення ними природного ландшафту. Це є неминучим для установок, робота яких основана на використанні потоків енергії, що циркулюють у навколишньому просторі, тобто коли навколишнє середовище є необхідним елементом процесу перетворення енергії. Найбільшою мірою цей недолік виявляється під час експлуатації потужних установок. Наприклад, могутні гідроелектричні споруди споруджуються там, де легше утворити водосховище, тобто в живописній гірській або горбистій місцевості, і ця унікальна краса, звичайно, порушується. Ще важчими можуть бути наслідки спорудження водосховищ на рівнинних річках за допомогою гребель.

Це може призвести до ерозії ґрунту, погіршення його якості й у підсумку – до порушення нормального землеробства. Таких наслідків, звичайно, треба всіляко уникати, а для цього не слід, напевно, прагнути до спорудження дуже потужних енергетичних установок на відновлюваних джерелах енергії, які можуть мати значний негативний вплив.

Як показала практика, використання відновлюваних енергоресурсів значно прискорює економічний розвиток сільських районів, і взагалі відновлювана енергетика через свою специфіку більше відповідає сільському устрою життя, а не міському. Наочним прикладом комплексного планування є деякі агропромислові підприємства. Відходи тваринництва й рослинництва можуть бути сировиною для виробництва метану, а також рідкого й твердого палива, використовуватися для виробництва добрив і високоефективного сільського господарювання; вітрові агрегати можна застосовувати для підйому води та виробництва електроенергії; сонячні теплові установки – для гарячого водопостачання та опалення, фотоперетворювачі – для живлення електроприладів. Малі гідростанції можуть слугувати основним джерелом електропостачання селищ та агропромислових підприємств. Автономні енергосистеми на основі ВДЕ, зокрема з використанням водню як акумулятора енергії, є базисом децентралізованої енергетики України.

Термінологія, що стосується основних понять відновлюваної енергетики, представлена нижче [15].

Традиційні енергоресурси – енергоресурси, що застосовуються як первинне джерело енергії в сучасній традиційній енергетиці, до них належать всі невідновлювані джерела енергії й два види відновлюваних – дрова і гідроенергія великих водотоків.

Невідновлювані або вичерпні енергоресурси – енергоджерела з фактично і потенційно обмеженим енергоресурсом, здебільшого це корисні копалини, газ, вугілля, нафта, ядерне паливо.

Органічне паливо – органічні речовини переважно природного походження, що використовуються як енергоджерела, – вугілля, нафта, газ, дрова.

Розвідані запаси енергоресурсів – включно з розвіданими запасами енергоносіїв, наявність яких визначено досить вірогідно, а їх кількість визначена досить точно. Розвідані енергоресурси можуть бути добуті вже найближчим часом із застосуванням сучасних технологій.

Потенційні запаси енергоресурсів – до них належать розвідані запаси та прогнозні запаси енергоресурсів. Прогнозні запаси – це запаси енергоресурсів, наявність яких вірогідно доведено, але видобуток їх вимагає застосування нових, ще не розроблених у цей час технологій.

Відновлювані або невичерпні енергоресурси – це потоки енергії, що постійно або періодично діють в природі. До них належать усі види відновлюваних джерел енергії: біомаса (за винятком дров), сонячна, вітрова,

геотермальна енергія, енергія припливів, хвиль, малих водотоків, тепла енергія океану.

Енергетичний потенціал відновлюваних джерел енергії – показник, що визначає кількість енергії, властиву певному виду ВДЕ. Для оцінки можливих обсягів використання енергетичних ресурсів ВДЕ енергетичний потенціал за вітчизняною класифікацією поділяють на:

- **теоретично-можливий або теоретичний потенціал ВДЕ** – загальна кількість енергії, якою характеризується кожне з відновлюваних джерел енергії;

- **технічний або технічно-досяжний потенціал ВДЕ** – частина енергії загального потенціалу, яку можна реалізувати за допомогою сучасних технічних пристроїв;

- **доцільно-економічний потенціал ВДЕ** – частина енергії загального потенціалу, яку доцільно використовувати, враховуючи економічні, соціальні, техніко-технологічні та політичні фактори.

Парниковий ефект – екологічна проблема, що визначається як підвищення температури й вологості атмосфери Землі внаслідок емісії в атмосферу вуглецевого газу і поглинання ним інфрачервоного випромінювання.

Умове паливо – одиниця обліку палива, що застосовується для зіставлення різних його видів і використовується як енергетичний еквівалент, що характеризує потенційну енергоємність або розміри запасів відповідного енергоджерела. Основними одиницями при визначенні питомих показників енергетичного потенціалу є кілоджоуль (кДж), кілокалорія (ккал), кіловат-година (кВт·год), кілограм умовного палива (кг у.п.), кілограм нафтового еквіваленту (кг н.е.). В одиницях маси 1 кг у.п. = 29,3 МДж = 7000 ккал = 8,14 кВт·год = 0,7 кг н.е. (табл. 1.1) [15].

Таблиця 1.1. Співвідношення одиниць енергії

	кДж	ккал	кВт·год	кг у.п.	кг н.е.
1 кДж	=	0,2388	0,000278	0,000034	0,000024
1 ккал	4,1868	=	0,001163	0,000143	0,0001
1 кВт·год	3600	860	=	0,123	0,086
1 кг у.п.	29 308	7000	8,14	=	0,7
1 кг н.е.	4 868	10000	11,63	1,428	=

За одиницю умовного палива приймають 1 кг палива з теплою згоряння 7000 ккал/кг, або 29,3 МДж/кг, або 8,14 кВт·год/кг. Співвідношення між паливом умовним і натуральним виражається формулою:

$$B_y = (Q_n/7000)B_n = E_n \times B_n, \quad (1.1)$$

де B_y – маса еквівалентної кількості у.п., кг;

B_n – маса натурального палива, в кг – твердого та рідкого або в м^3 – газоподібного;

Q_n – найнижча теплота згоряння натурального палива, ккал/кг або ккал/м³;

E_n – калорійний еквівалент, дорівнює $Q_n/7000$;

E_n нафти = 1,4; коксу – 0,93; торфу – 0,4; природного газу – 1,2.

В електроенергетиці використовується характеристика g – кількість умовного палива, витрачена на виробництво одиниці електричної енергії:

$$g = 122,9 \times \eta, \quad (1.2)$$

де η – ККД енергоустановки.

За допомогою використання показника «паливо умовне» складаються паливні баланси або загальні енергетичні баланси окремих галузей, країн, а також світу в цілому.

1.2. Енергетичні ресурси, напрями та рівні освоєння енергії відновлюваних джерел

1.2.1. Енергетичні ресурси, напрями та рівні освоєння енергії відновлюваних джерел у світі

Теоретично можливий річний потенціал відновлюваних енергоресурсів планети перевищує потенційні запаси органічного і ядерного палива в 15 разів і майже у 80 разів перевищує розвідані запаси традиційних енергоресурсів. Доцільно-економічний потенціал відновлюваних енергоресурсів планети приблизно вдвічі перевищує об'єм річного видобутку всіх видів органічного палива. Кількісні показники енергетичних ресурсів відновлюваних джерел планети показані в табл. 1.2 [15].

Таблиця 1.2. Енергетичний потенціал відновлюваних енергоресурсів планети

Відновлювані енергоресурси	Енергетичний потенціал відновлюваних енергоресурсів, млрд т у.п./рік		
	Теоретично можливий	Технічно досяжний	Доцільно-економічний
Променева енергія Сонця	86000	5	1
Теплова енергія морів і океанів	7500	1	0,1
Енергія вітру	860	5	1
Гідроенергія, зокрема:	6,065	3	1,52
<i>Енергія водотоків</i>	3	2,91	1,5
<i>Енергія хвиль</i>	3	0,05	0,01
<i>Енергія припливів</i>	0,065	0,04	0,01
Енергія біомаси, зокрема:	40	2,55	2,0
<i>лісів</i>	15	1,5	1,5
<i>рослин</i>	10	1,0	0,5
<i>водоростей</i>	15	0,05	0
Геотермальна енергія	16	0,4	0,2
Всього	94422,065	16,95	5,82

За інформацією Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження з посиланням на Міжнародне агентство з відновлюваних джерел енергії (IRENA) близько 33 % усіх потужностей у світі виробляють електроенергію з відновлюваних джерел. Загалом на глобальному ринку встановлено понад 2300 ГВт потужностей «чистої» електроенергетики. Більшість нових об'єктів «чистої» енергетики у 2018 році – це майже 100 ГВт СЕС і близько 50 ГВт ВЕС. Найбільше «чисте» джерело електроенергії у світі – це гідроенергетика з майже 1200 ГВт. Решта потужностей – це: вітроенергетика – 564 ГВт; сонячна енергетика – 480 ГВт; біоенергетика – 121 ГВт; геотермальна – 13 ГВт; енергія хвиль – 500 МВт. У 2018 році потужності відновлюваної електроенергетики в усьому світі зросли на 171 ГВт – це майже на 8 % більше, ніж у 2017 році.

У 27 державах – членах ЄС у першій половині 2020 року 40 % електроенергії згенеровано за рахунок використання вітрової, сонячної, гідро- та біоенергії, що перевищує використання викопного палива, на частку якого припало 34 %. Незважаючи на те, що попит на електроенергію в ЄС впав на 7 % через COVID-19, виробництво електроенергії з відновлюваних джерел зросло на 11 %, переважно за рахунок нових вітрових і сонячних установок,

які виробляли рекордну п'яту частину електроенергії в Європі. Так, у Данії 64 % електроенергії було вироблено від вітру і Сонця. В підсумку викиди вуглецю в енергетичному секторі Євросоюзу скоротилися майже на чверть за перші шість місяців 2020 року [18].

У дослідженні від Bloomberg New Energy Finance «Який ринок, що розвивається, є найпривабливішим для інвестицій в чисту енергію?» оцінено три позиції: передумови, можливості, досвід. Основними результатами дослідження, для всіх країн, що розвиваються, визначено такі [19]:

- другий рік поспіль країни, що розвиваються, будують більше «чистих» енергогенерувальних потужностей, ніж традиційних;
- у 2018 році в економіках, що розвиваються, було встановлено 107 ГВт потужностей відновлюваної енергетики, дві третини з яких (71 ГВт) усієї енергетичної потужності були встановлені в Китаї;
- серед екологічно чистих технологій лідирувала сонячна енергетика з 66 ГВт, встановленими у 2018 році, на другому місці – ВЕС із 29 ГВт. 12 ГВт припадають на невеликі ГЕС, біомасу та геотермальну енергію;
- у 2018 році фінансування «чистої» енергії на ринках, що розвиваються, становило 133 млрд дол. (у 2017 році – 169 млрд дол.);
- на ринках, де нові електростанції з «чистою» енергією ще не можуть конкурувати за цінами на електроенергію зі станціями, що виробляють енергію з традиційних викопних видів палива, необхідні політичні рішення. Стабільна політика щодо «чистої» енергетики є основою для сприяння інвестиційним потокам відновлюваної енергії на ринки, що розвиваються.

У 2023 році загальне споживання первинної енергії у світі досягло рекордного абсолютного максимуму, збільшившись на 2 % порівняно з попереднім роком, до 620 ексаджоулів (EJ). Викиди від енергетики зросли на 2 %, вперше перевищивши 40 гігатонн CO₂. Глобальне виробництво відновлюваної електроенергії (за винятком гідроенергетики) вийшло на рекордний рівень – зросло на 13 %, до 4,748 ТВт·год. Таке зростання майже повністю зумовлене використанням вітрової та сонячної енергії – 74 % усієї додатково виробленої електроенергії. Відновлювані джерела (без гідроенергії) становили 8 % споживання енергії, або 15 % з урахуванням гідроенергії. Завдяки зменшенню попиту на викопні ресурси та зростанню виробництва відновлюваної енергії в Європі частка викопного палива становить менше 70 % первинної енергії вперше з часів промислової революції, а споживання викопного палива в США впало до 80 % загального первинного споживання енергії. В Африці в 2023 році на викопне паливо припадало 90 % загального енергоспоживання, а на відновлювані джерела (без гідроенергії) – лише 6 %. Китай у 2023 році додав 55 % потужностей відновлюваної генерації, тобто більше, ніж решта країн світу разом узятих. Він також вперше випередив Європу за споживанням енергії на душу населення [20].

У звіті IEA Renewables 2023 показано, що в 2023 році було встановлено на 50 % більше потужності нових об'єктів відновлюваної енергетики, ніж у 2022-му. Оскільки світове виробництво відновлюваної електроенергії зростає швидше, ніж будь-коли за останні три десятиліття, цілком реалістичним є потроєння глобальної потужності до 2030 року – ціль, яку уряди поставили на конференції зі зміни клімату COP28. Три чверті структури нової встановленої потужності в 2023 році зайняли сонячні електростанції. Найбільше зростання відбулося в Китаї, де в 2023 році було введено в експлуатацію стільки ж СЕС, скільки в усьому світі в 2022 році, тоді як кількість ВЕС в Китаї зросла на 66 % порівняно з минулим роком. Збільшення потужностей відновлюваної енергетики в Європі, Сполучених Штатах і Бразилії також досягло історичних максимумів. Очікується, що наступні п'ять років покажуть найшвидше світове зростання обсягів використання ВДЕ [21].

Результати дослідження BloombergNEF свідчать, що в цей час найдешевшими джерелами енергії у світі є сонячні та вітрові станції, обладнані акумуляторними сховищами. Суттєве зниження витрат на будівництво та експлуатацію сонячних електростанцій та берегових вітрових парків привело до того, що ці дві технології стали найекономічнішими для нових електрогенерувальних потужностей країн, в яких проживають понад 66 % світового населення та виробляється близько 85 % електроенергії. Протягом останніх шести місяців нормована вартість електроенергії (LCOE), одержуваної від вітрових електростанцій, впала на 9 %, що стало п'ятирічним рекордом. Аналогічний показник для сонячної енергетики знизився на 4 %. Відзначено також стрімке падіння експлуатаційних витрат акумуляторних сховищ – ця технологія стає найвигіднішою для згладжування пікових навантажень в таких країнах, як Китай, Японія, або в ЄС [19].

Завдяки здешевленню технологій зростає кількість нових проєктів, які об'єднують вітрогенератори або сонячні батареї з акумуляторними накопичувачами. Собівартість 1 МВт·год при таких комбінаціях становить 50,3 та 58,8 дол. США відповідно. За економічною ефективністю акумулятори вже перевершують газотурбінні установки. В Австралії готують до введення в експлуатацію 711 МВт електрогенерувальних потужностей, що працюють на відновлюваних джерелах, які будуть суміщені з акумуляторними станціями. Аналітики вважають, що найефективніші проєкти в галузі вітроенергетики здатні досягти LCOE на рівні 24 дол. США за 1 МВт·год, а найефективніші сонячні електростанції досягли показника в межах 23–29 дол. США за 1 МВт·год. Якщо такі тенденції збережуться й надалі, то до 2030 року з'являться сонячні та вітрові електростанції з показником LCOE нижче 20 дол. США за 1 МВт·год. Таке помітне падіння собівартості автори дослідження пояснюють удосконаленням технологій, здешевленням виробництва обладнання та витратних матеріалів, а також певною державною підтримкою. Ініціатори проєктів у галузі відновлюваної енергетики зацікавлені в

досягненні масштабу, який дозволить скоротити експлуатаційні витрати та домогтися вигідніших умов від постачальників обладнання. Показник LCOE для китайської сонячної енергетики становить 38 дол. США за 1 МВт·год, який із середини 2019 року зменшився на 9 % завдяки впровадженню високопродуктивних монокристалічних сонячних панелей. За ціною енергії нові сонячні електростанції вже зрівнялися з вугільними, що свідчить про початок масштабної конкуренції в китайському енергетичному секторі [22].

Європейська комісія офіційно представила проект Європейського закону про клімат (European Climate Law). Документ передбачає досягнення країнами Євросоюзу 100%-ї вуглецевої нейтральності до 2050 року, а його основні положення були представлені в Європейській зеленій угоді в грудні 2019 року. Законопроект містить юридично обов'язкові цілі щодо досягнення нульових викидів парникових газів до 2050 року.

Розвиток відновлюваної енергетики не лише зменшує залежність від традиційних енергоресурсів, але й сприяє соціально-економічному розвитку країн, забезпечуючи нові робочі місця. Завдяки відновлюваній енергетиці створено робочі місця для понад 10 млн людей у всьому світі. Найбільше людей зайнято в сонячній енергетиці – 3,4 млн. На біоенергетику припадає близько 3 млн робочих місць, з яких майже 2 млн – у сфері виробництва рідкого біопалива. На гідроелектростанціях отримали роботу близько 1,5 млн осіб. 70 % усіх робочих місць створено у США, Китаї, Індії, Японії, Німеччині та Бразилії. Фахівці Міжнародного агентства з відновлюваної енергетики IRENA прогнозують, що до 2050 року у сфері виробництва «чистої» енергії працюватимуть 28 млн людей по всьому світу [23].

1.2.2. Енергетичні ресурси, напрями та рівні освоєння енергії відновлюваних джерел в Україні

Основними чинниками, що визначають необхідність розвитку відновлюваної енергетики в Україні, є:

- зростання дефіцитності традиційних енергоресурсів, підвищення їх вартості на світовому ринку та проблеми із зовнішнім постачанням;
- негативний стан і тенденції у паливно-енергетичному комплексі;
- екологічні проблеми, зокрема необхідність виконання низки міжнародних зобов'язань щодо дотримання норм Кіотського протоколу та Паризької угоди.

Виконання зобов'язань України перед світовою спільнотою щодо зменшення глобальних викидів парникових газів з метою протидії глобальному потеплінню на планеті потребує трансформації всього економічного ладу країни в напрямі низьковуглецевого розвитку.

Для досягнення зазначених цілей Кабінетом Міністрів України розпорядженням від 03.09.14 № 791-р було затверджено План заходів з імплементації Директиви Європейського Парламенту та Ради 2009/28/ЄС та

розпорядженням від 01.10.2014 № 902-р – Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року. Реалізацію заходів Національного плану було спрямовано на оптимізацію структури паливно-енергетичного балансу та на забезпечення в 2020 році споживання енергії, виробленої з відновлюваних джерел, в обсязі 8,59 млн т н.е., що становить 11 % сукупного кінцевого вітчизняного споживання енергоресурсів та еквівалентно заміщенню понад 10 млрд м³ газу [24].

Реформування енергетичного сектору до 2020 року було спрямовано на забезпечення досягнення основної мети – підвищення ефективності освоєння енергії відновлюваних джерел та підвищення стабільності енергосистеми України за рахунок впровадження систем акумулювання [25].

Враховуючи поточний стан енергетичної галузі України, зобов'язання України перед ЄС і бажання країни залучити місцеві й іноземні інвестиції у сферу відновлюваної енергетики 13 серпня 2024 року Кабінет Міністрів України затвердив Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року, який передбачає стратегічний напрям розвитку відновлюваної енергетики. Для досягнення поставленої в ньому мети необхідна постійна робота з імплементації норм ЄС, розробки нових нормативних документів і внесення змін до старих нормативних актів [26].

Реалізація положень Національного плану в повному обсязі дасть змогу, зокрема:

- збільшити частку енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії, у структурі валового кінцевого споживання енергії в Україні в 2030 році до рівня не менш як 27 %;

- забезпечити будівництво 100 МВт офшорних вітрових електростанцій;

- забезпечити імплементацію законодавства Європейського Союзу у сфері відновлюваних джерел енергії;

- сприяти залученню інвестицій (зокрема іноземних), технологій і об'єктів інтелектуальної власності до процесу розвитку сфери відновлюваних джерел енергії й альтернативних видів палива.

Планується, що виробництво електричної енергії з відновлюваних джерел енергії у 2030 році збільшиться до 43894 ГВт·год, що в перерахунку на натуральні величини становить 3374 тис. тонн нафтового еквівалента.

Жодне джерело відновлюваної енергії не є універсальним і придатним для використання в будь-якій ситуації. Це завжди визначається конкретними природними умовами й потребами суспільства, тобто конкретною ситуацією. В основу рішення щодо використання відновлюваних джерел енергії зазвичай покладено результати багаторічних спостережень (моніторингу) за станом довкілля в певному районі. При цьому дуже важливо, щоб одержувана в процесі моніторингу інформація відображала всі параметри, необхідні для розробки конкретної енергетичної системи. Частково таку інформацію містять

результати метеорологічних спостережень, але, на жаль, розташування метеостанцій дуже часто не збігається з місцем передбачуваного розміщення енергоустановок і методи реєстрації та аналізу метеоданих не зовсім придатні для виконання розрахунків. Проте дані метеостанцій можуть служити базою для проведення порівняльного аналізу з результатами цільового моніторингу. Так, наприклад, порівнюючи результати вимірювання швидкості вітру протягом декількох місяців у місці передбачуваного розміщення вітроустановки з даними найближчої метеостанції, можна, спираючись на метеодані за тривалий період, екстраполювати й результати моніторингу швидкості вітру. Значно складніше проводити оцінку енергопотенціалу ВДЕ, в основу якої не можуть бути покладені стандартні метеодані. В цьому разі необхідні спеціальні методи вимірювань і відповідні прилади, що вимагає значних людських і матеріальних ресурсів.

Наукові дослідження з використання відновлюваних джерел енергії в Україні й СРСР почалися в 80-ті роки у Київському політехнічному інституті (зараз Київський національний технічний університет України «КПІ імені Ігоря Сікорського») під керівництвом члена-кореспондента АН України Г. І. Денисенка. Створений ним колектив ентузіастів пройшов шлях від теоретичних досліджень, науково-дослідних і конструкторських розробок до створення демонстраційних зразків устаткування в галузі вітроенергетики, сонячної теплової та фотоенергетики, малої гідроенергетики, біоенергетики, акумулювання енергії. Особлива увага приділялася підвищенню ефективності роботи енергоустановок на основі відновлюваних джерел енергії за рахунок їх комплексного застосування з використанням акумуляторів електричної й теплової енергії та автоматизації управління режимами їх роботи [27].

Перевірка наукових розробок і відпрацювання робочих режимів проводилася на науково-дослідному полігоні КПІ «Десна», розташованому на межі Київської та Чернігівської областей. Вперше в СРСР на ньому була побудована вітростанція потужністю 160 кВт, що складається з восьми вітроелектричних установок потужністю 20 кВт кожна. У процесі експлуатаційних досліджень проводилась перевірка ефективності вітроустановок при застосуванні різних конструкцій лопатей, видів редукторів, генераторів, систем акумулювання й допоміжного устаткування. Проводились дослідження роботи вітроустановок в автономному і системному режимах.

На полігоні проводилися дослідження різних конструкцій геліоприймачів, фотоперетворювачів, теплових насосів, біоустановок, вітроелектричних і вітромеханічних агрегатів, систем акумулювання теплової та електричної енергії. На основі аналізу результатів досліджень з метою отримання оптимальних енергетичних і економічних показників проводилася компоновка комплексних енергосистем та їх випробування. Були побудовані три будинки-лабораторії з різними системами комплексного

енергозабезпечення за рахунок відновлюваних джерел енергії. Слід відзначити, що ці роботи проводилися в часи, коли ставлення до відновлюваної енергетики було досить скептичним, основну надію тоді покладали на традиційну енергетику, а енергетикою майбутнього вважалася атомна енергетика.

Для України розвиток відновлюваної енергетики є одним із першочергових завдань для підвищення енергетичної й екологічної безпеки держави. Досить швидким темпам цього розвитку сприяє науковий та практичний доробок у цій галузі, набутий протягом останніх 40 років фахівцями Інституту відновлюваної енергетики НАН України; значний вклад в розвиток відновлюваної енергетики внесли Національний технічний університет України «КПІ імені Ігоря Сікорського», ряд інститутів НАН України та закладів Міністерства енергетики [27].

Сучасна науково-технічна й промислова база відновлюваної енергетики в Україні перебуває на досить високому рівні й цілком придатна для масового випуску устаткування відновлюваної енергетики. Найрозвиненішою на рівні промислового впровадження, забезпеченого нормативно-правовою базою, є вітроенергетика.

Досить розгалуженою є сфера освіти в галузі відновлюваної енергетики – сьогодні в Україні більше 10-ти вищих навчальних закладів готують кваліфікованих фахівців з різних напрямків відновлюваної енергетики, провідною з яких є кафедра відновлюваної енергетики при Національному технічному університеті України «КПІ імені Ігоря Сікорського».

З 2003 року в складі Національної академії наук України функціонує Інститут відновлюваної енергетики, в задачі якого входить здійснення фундаментальних і прикладних досліджень з метою одержання нових наукових знань у сфері фізико-технічних проблем енергетики на основі ВДЕ, спрямованих на формування перспективних напрямів освоєння енергії ВДЕ, перетворення і стабілізацію параметрів енергії, підвищення ефективності й надійності процесів перетворення енергії, автоматизацію й оптимізацію режимів теплоелектроенергетичних систем на основі ВДЕ.

Основними науковими напрямками діяльності Інституту є розроблення технологій та систем комплексного використання відновлюваних джерел енергії, фізико-технічних основ процесів перетворення й використання сонячної енергії, наукових основ перетворення і використання енергії вітру, теплофізичних основ використання геотермальної енергії, наукових основ процесів перетворення й використання енергії малих річок та морів, наукових основ перетворення й використання відновлюваних органічних енергоносіїв. Інститут здійснює фундаментальні та прикладні дослідження в таких напрямках, як-от вирішення фізико-технічних проблем комплексного використання енергії відновлюваних джерел різних видів з метою підвищення

енергоефективності систем енергопостачання завдяки комбінованому використанню ВДЕ; посилення надійності функціонування систем електро- та тепlopостачання на основі ВДЕ з використанням різних систем акумулювання енергії; математичне моделювання процесів у системах комплексного енергопостачання та їх окремих елементах для раціонального вибору параметрів і характеристик систем енергопостачання та режимів їх функціонування; аналіз сучасного стану розвитку відновлюваної енергетики в Україні та світі, формулювання основних проблем використання відновлюваних джерел енергії в Україні та обґрунтування шляхів їх вирішення на найближчу і далеку перспективу.

Важливим напрямом діяльності Інституту є участь у розробленні національної енергетичної політики в галузі відновлюваної енергетики. В межах виконання проєкту Агентства ООН з промислового розвитку (ЮНІДО) проводяться роботи із створення інформаційно-аналітичної системи на основі ГІС-технологій, яка допоможе потенційним інвесторам, девелоперам та державним установам у прийнятті рішень щодо оцінювання проєктів у галузі відновлюваної енергетики [27].

Для поширення інформації та формування громадянської свідомості щодо використання енергії відновлюваних джерел в Україні діють громадські організації: Асоціація біоенергетики; Асоціація геотермальної енергетики; Молодіжна організація «Зелена енергетика майбутнього» та ін. Регулярно випускаються періодичні видання: журнал «Зелена енергетика», бюлетень «Вітроенергетика України», журнал «Відновлювана енергетика», щорічно проводяться міжнародні науково-технічні конференції: «Відновлювана енергетика та енергоефективність ХХІ століття»; «Біоенергетика»; «Вітроенергетика» та ін.

Для успішної реалізації завдань України щодо широкомасштабного використання енергії відновлюваних джерел в Інституті відновлюваної енергетики створюється єдина інформаційно-аналітична система з розширеними функціями, що дозволяє оперативно вирішувати питання ефективності впровадження енергетичного обладнання в конкретній місцевості. Створено й постійно оновлюється атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії, що являє собою збірник картографічних та пояснювальних матеріалів, систематизований за основними напрямками впровадження ВДЕ, перспективних для освоєння в Україні: сонячна енергія, енергія вітру, енергія малих рік, енергія біомаси, геотермальна енергія та енергія докiлля.

Перша редакція Атласу енергетичного потенціалу України, випущеного в 2001 році, розроблена в межах виконання роботи «Створення інформаційно-аналітичної системи оцінки потенціалу відновлюваних джерел енергії України» і була спрямована на виконання заходів Програми державної підтримки розвитку нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії та малої

гідро- і теплоенергетики. Проект «Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії України» нагороджено дипломом Всеукраїнського конкурсу «Лідер паливно-енергетичного комплексу» в номінації «Природоохоронний проект». В атласі було наведено дані щодо розподілу енергетичного потенціалу в областях України та визначено загальний річний технічно досяжний енергетичний потенціал відновлюваних джерел України, освоєння якого забезпечувало на той час скорочення використання традиційних енергоносіїв до 50 % [28].

Остання редакція Атласу енергетичного потенціалу України спрямована на визначення показників річного технічно досяжного енергетичного потенціалу ВДЕ України з урахуванням сучасного рівня технічного оснащення за всіма напрямками його освоєння. В атласі на основі аналітично-розрахункових даних представлено осучаснені показники технічно досяжного електроенергетичного потенціалу відновлюваних джерел – частку енергії загального потенціалу ВДЕ України, яку можна реалізувати за допомогою сучасних технічних засобів для таких напрямів освоєння: енергія вітру, сонячна енергія, енергія малих річок, геотермальна енергія, енергія біомаси. Річні показники технічно досяжного електроенергетичного потенціалу основних напрямів освоєння енергії відновлюваних джерел в Україні, визначеного фахівцями ІВЕ НАН України, наведені в табл. 1.3. [29, 30].

Таблиця 1.3. Річні показники технічно-досяжного енергетичного потенціалу основних напрямів освоєння енергії відновлюваних джерел в Україні

Напрями освоєння енергії ВДЕ	Потенціал встановленої потужності ВДЕ, МВт	Потенціал середньорічного виробітку електроенергії за рахунок ВДЕ, млн кВт·год/рік
Енергія Сонця	82 768	99 323
Енергія вітру (із врахуванням територіальних вод та внутрішніх водойм)	688 000	2 173 770
Енергія малих річок	376	1272
Геотермальна енергія	10 810	80 494
Енергія біомаси	92 078	362 161
Всього	874 тис. МВт	2717 млрд кВт·год/рік

Річні показники технічно-досяжного енергетичного потенціалу основних напрямів освоєння енергії відновлюваних джерел в Україні та його розподіл по областях України наведені в таблицях 1.4, 1.5 та на рисунках 1.2., 1.3 [30].

ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

Таблиця 1.4. Потенціал встановленої потужності відновлюваних джерел в областях України, МВт

Області	Енергія Сонця	Енергія вітру	Енергія малих річок	Геотермальна енергія	Енергія біомаси	Всього
Автономна Республіка Крим	3603	22 128	1	840	1273	27 844
Вінницька	3646	13 393	24	40	6192	23 295
Волинська	2770	7184	1	40	2239	12 234
Дніпропетровська	4388	38 978	2	120	5128	48 616
Донецька	3646	32 387	5	200	2835	39 072
Житомирська	4102	10 640	8	50	4575	19 374
Закарпатська	1757	1163	132	1400	1209	5661
Запорізька	3737	33 196	0	40	3646	40 620
Івано-Франківська	1911	2416	59	600	1671	6658
Київська	3868	11 983	3	40	4961	20 855
Кіровоградська	3381	21 226	15	40	4482	29 144
Луганська	3669	32 591	2	80	2042	38 384
Львівська	3002	8015	46	1400	2672	15 135
Миколаївська	3382	30 043	3	80	3435	36 943
Одеська	4580	34 719	1	240	4912	44 453
Полтавська	3953	14 522	6	1400	5662	25 544
Рівненська	2756	7745	3	40	2594	13 139
Сумська	3277	11 096	2	560	5009	19 945
Тернопільська	1901	6983	12	80	3019	11 995
Харківська	4320	27 119	10	1300	5160	37 908
Херсонська	3913	34 761	1	1300	3360	43 335
Хмельницька	2839	10 429	8	40	4668	17 984
Черкаська	2874	10 558	8	40	4150	17 630
Чернівецька	1113	2414	24	40	1252	4843
Чернігівська	4381	12 311	1	800	5932	23 425
Разом	82 768	438 000	376	10 810	92 078	624 033
Територіальні води та внутрішні водойми		250 000				
Всього	82 768	688 000	376	10 810	92 078	874 033

ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

Таблиця 1.5. Потенціал середньорічного виробітку електроенергії за рахунок ВДЕ України, млн кВт·год/рік

Області	Енергія Сонця	Енергія вітру	Енергія малих річок	Геотермальна енергія	Енергія біомаси	Всього
Автономна Республіка Крим	4323	60 090	3	6255	5236	7907
Вінницька	4375	36 371	83	298	25 327	6453
Волинська	3324	19 510	4	298	8310	3446
Дніпропетровська	5266	105 849	7	894	20 646	13 662
Донецька	4375	87 949	16	1489	11 673	10 502
Житомирська	4922	28 893	27	372	16 619	5834
Закарпатська	2108	3157	439	10 424	4180	2308
Запорізька	4485	90 148	1	298	14 089	10 020
Івано-Франківська	2294	6562	196	4468	6415	1935
Київська	4642	32 540	11	298	20 116	5606
Кіровоградська	4057	57 641	53	298	17 724	79 773
Луганська	4403	88 503	7	596	8032	10 540
Львівська	3602	21 766	153	10 424	10 428	4373
Миколаївська	4059	81 584	11	596	13 448	9697
Одеська	5496	94 283	5	1787	19 693	12 264
Полтавська	4743	39 437	22	10 424	22 425	7051
Рівненська	3308	21 033	10	298	9396	3045
Сумська	3933	30 133	8	4170	19 445	5689
Тернопільська	2281	18 963	42	596	12 301	3182
Харківська	5183	73 645	33	9680	20 171	10 713
Херсонська	4696	94 397	2	9680	13 212	12 987
Хмельницька	3406	28 321	29	298	18 719	5774
Черкаська	3449	28 671	28	298	16 964	4410
Чернівецька	1336	6554	80	298	4714	1982
Чернігівська	5258	33 433	2	5957	22 879	6528
Разом	99 323	1 189 433	1272	8494	36 161	172 682
Територіальні води та внутрішні водойми		984337				
Всього	99 323	2 173 770	1272	80 494	362 161	2 717 019

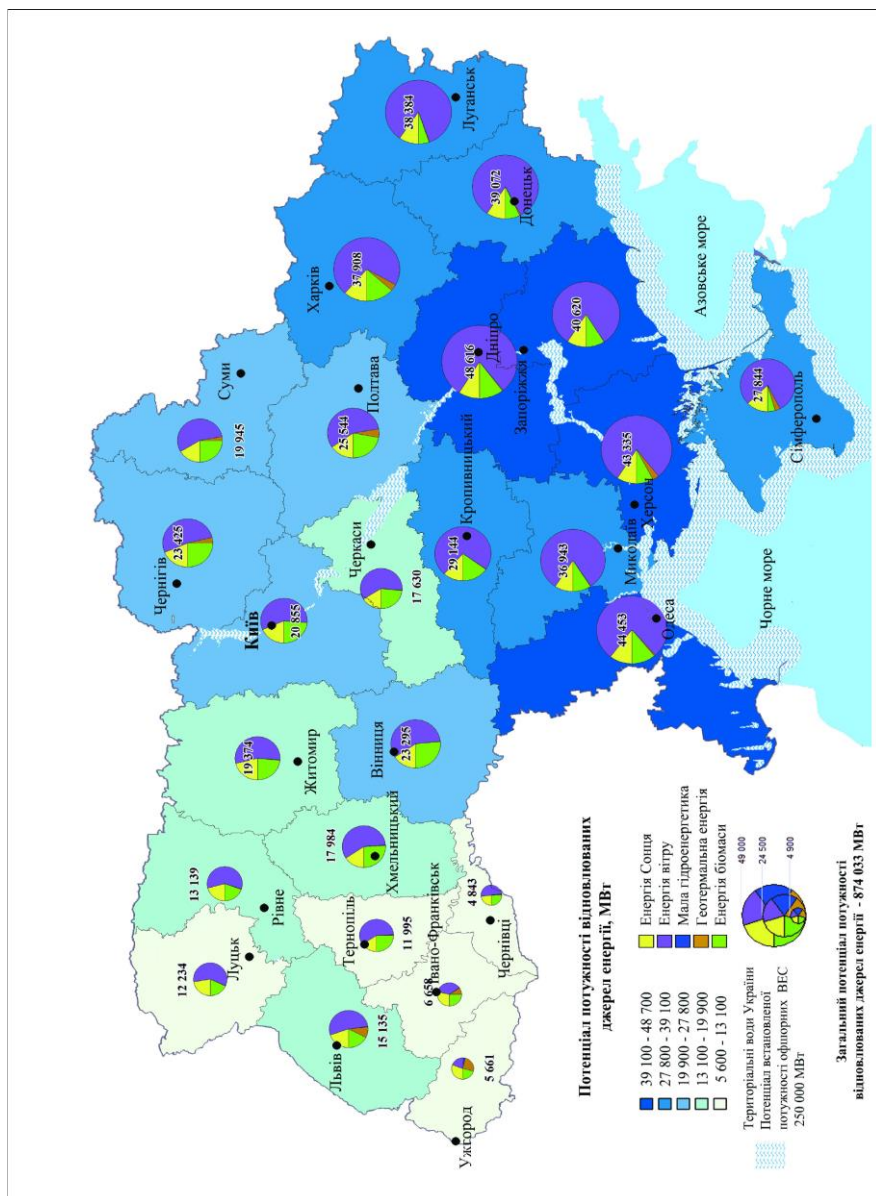


Рис. 1.2. Розподіл сумарного річного технічно досяжного потенціалу встановленої потужності ВДЕ по території України, МВт

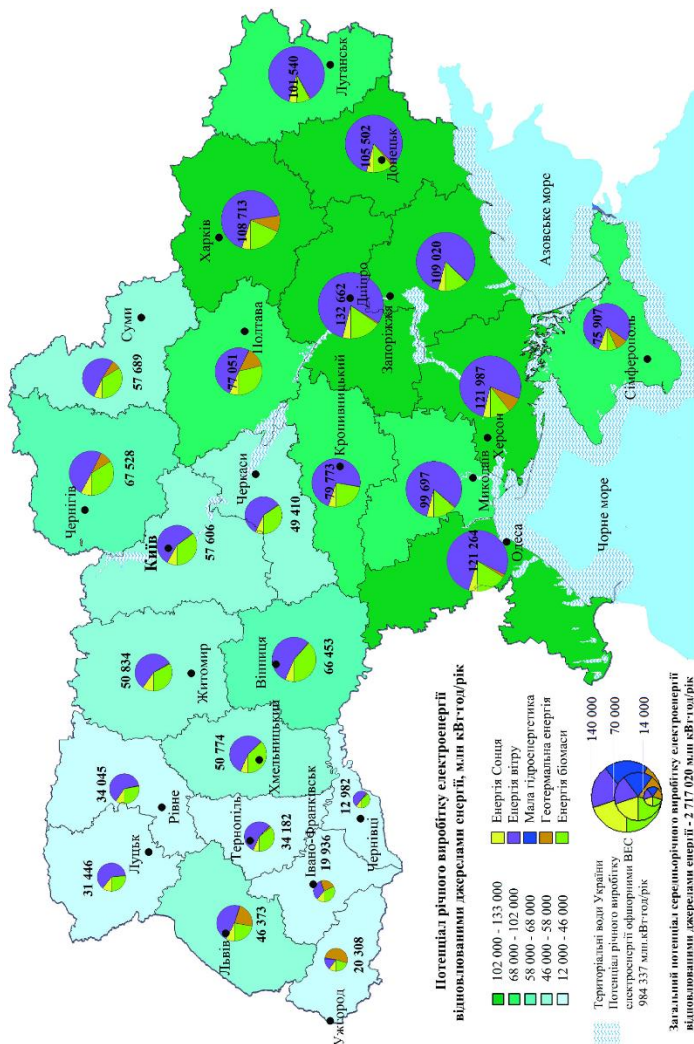


Рис. 1.3. Розподіл сумарного річного технічно-досяжного потенціалу виробітку електроенергії за рахунок ВДЕ по території України, млн кВт·год/рік

Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України призначено для використання під час проведення науково-дослідних, пошукових та проектувальних робіт при розробці, створенні та впровадженні

обладнання відновлюваної енергетики за основними напрямками їх освоєння. Розробка забезпечує оперативну обробку щорічної та додаткової інформації без знищення поточної. Представлені в атласі енергетичні показники відновлюваних джерел енергії України можуть використовуватись замовниками та проектувальниками енергетичного обладнання як базові з урахуванням відповідних щорічних поправок. Поряд з енергетичним потенціалом під час впровадження обладнання відновлюваної енергетики в конкретній місцевості необхідно враховувати також інфраструктурні передумови, місцеві та конструктивні фактори.

Використання даних, представлених в атласі енергетичного потенціалу ВДЕ України, сприятиме поширенню інформації щодо можливості освоєння енергії відновлюваних джерел на всій території країни та підвищенню рівня проектних розробок завдяки правильному вибору та комплектації устаткування. Важливим є інформування не тільки зацікавлених організацій з розробки, випуску та впровадження устаткування відновлюваної енергетики, але й органів влади – від вищих до місцевих для подолання упередження щодо впровадження нових енергетичних технологій та підвищення рівня освоєння енергії відновлюваних джерел.

Встановлені потужності ВДЕ в Україні мають тенденцію до щорічного зростання (падіння в 2014 році спричинене втратою об'єктів енергетики в АР Крим та в зоні АТО). Середньорічний темп зростання встановленої потужності відновлюваних джерел енергії становить 31 %. З 2015 року до I кварталу 2020 року потужність об'єктів відновлюваної електроенергетики (без урахування тимчасово окупованої території АР Крим), яким встановлено «зелений» тариф, збільшилась на 6727 МВт (від 967 до 7694 МВт), з них введено в експлуатацію [31]:

- 2015 р. – 32 МВт;
- 2016 р. – 136 МВт;
- 2017 р. – 291 МВт;
- 2018 р. – 848 МВт;
- 2019 р. – 4658 МВт;
- I квартал 2020 р. – 763 МВт.

У будівництво 6,7 ГВт потужностей об'єктів відновлюваної електроенергетики інвестовано близько 5,6 млрд євро. У 2019 р. близько 3,8 млрд євро інвестовано в рекордні 4658 МВт потужностей відновлюваної електроенергетики в Україні. На кінець 2019 року лідерами серед усіх областей України за загальною встановленою потужністю є Дніпропетровська (1052 МВт), Запорізька (790 МВт), Херсонська (768 МВт), Миколаївська (716 МВт) та Одеська (465 МВт) області. Частка встановленої в цих областях потужності перевищує 60 % сумарної потужності ВДЕ в Україні. Завдяки інвестиціям, активності бізнесу, стимулам та освоєнню потенціалу ВДЕ за рік Україна піднялася на 8-ме місце у рейтингу інвестиційної привабливості

«зеленої» енергетики країн, що розвиваються, тоді як за рік до цього країна займала 63-му сходинку. Такі дані офіційно оприлюднені в дослідженні від Bloomberg New Energy Finance [31]. З 2018 року Україна набула статусу повноправного члена Міжнародного агентства з відновлюваних джерел енергії.

За даними Держенергоефективності, станом на 01.01.2020 в Україні працювало 23 110 (1142 промислових та 21 968 СЕС домогосподарств) об'єктів відновлюваної електроенергетики, яким встановлено «зелений» тариф, загальною потужністю 6932 МВт, з них [31]:

- 852 СЕС загальною потужністю 4925 МВт;
- 69 ВЕС загальною потужністю 1170 МВт;
- 21 968 СЕС приватних домогосподарств 553 МВт;
- 157 МГЕС загальною потужністю 114 МВт;
- 49 електростанції на біогазі загальною потужністю 86 МВт;
- 15 електростанцій на біомасі загальною потужністю 84 МВт.

Останнім часом в Україні спостерігається помітне зростання обсягів генерування енергії за рахунок відновлюваних джерел енергії – так, у перші два місяці 2020 року сонячні, вітрові та біомасові електростанції збільшили обсяг виробництва до 1,184 млрд кВт·год – це у 2,68 раза більше в порівнянні з аналогічним періодом минулого року. Слід відзначити, що збільшили генерацію електроенергії на 19,2 % (288 млн кВт·год) блок-станції, які працюють в об'єднаній енергетичній системі України й підпорядковуються її централізованому диспетчерському управлінню. Вироблена електроенергія використовується для покриття власного споживання, а надлишки виробленої електричної енергії продаються енергопостачальнику. Водночас всі традиційні види генерації зменшили виробництво електроенергії, яке за січень-лютий 2020 року, порівняно з аналогічним періодом 2019 року, зменшилось на 7,5 % – до 27,318 млрд кВт·год. Так, виробництво електроенергії на атомних електростанціях знижилось на 5,9 % – до 15 млрд кВт·год. На теплоелектростанціях генерація впала на 21,9 % – до 6,575 млрд кВт·год. Також падіння у виробництві на 21 % спостерігалось на гідроелектростанціях та гідроакмулювальних станція – до 1,17 млрд кВт·год [32].

На початок 2022 року загальний обсяг встановленої потужності об'єктів відновлюваної електроенергетики за «зеленим» тарифом становив понад 9,5 ГВт (10,1 ГВт з урахуванням об'єктів, окупованих до 24 лютого 2022 р.), а обсяг інвестицій в галузь становив понад 12 млрд доларів США.

Унаслідок збройної агресії РФ у 2022 році було окуповано близько 25 % встановленої потужності вітчизняної відновлюваної енергетики. 75 % або близько 1,25 ГВт вітроелектростанцій, розташовані на окупованих територіях Херсонської та Запорізької областей (з урахуванням потужностей, окупованих до 2022 року, – 1,4 ГВт). На окупованих територіях близько 14 %

сонячних електростанцій – понад 0,6 ГВт. Однак і в таких умовах частка відновлюваних джерел енергії залишається значною – в 2023 році близько 10 % електричної енергії було вироблено з використанням енергії сонячного випромінювання та енергії вітру. З урахуванням обсягів виробництва електричної енергії великими гідроелектростанціями ця частка досягла 20,3 % (більше, ніж в довоєнний період). Загалом протягом 2022-2023 років в Україні введено понад 650 МВт нових потужностей відновлюваної енергетики, з яких [26]:

- 371 МВ – сонячні електростанції (з яких 287 МВт приватними домогосподарствами);
- 227 МВт – вітрові електростанції;
- 50 МВт – об'єкти біоенергетики (біомаса та біогаз);
- 1 МВт – малі гідроелектростанції.

Оскільки до 2022 року переважна більшість об'єктів відновлюваної енергетики була побудована у п'яти південних областях (Дніпропетровська, Запорізька, Херсонська, Миколаївська, Одеська), постала потреба в перегляді стратегічних планів та визначенні подальших планів щодо встановлення об'єктів відновлюваної енергетики. Очевидно, що наступними роками пріоритет розвитку відновлюваної енергетики має бути спрямований на енергодефіцитні області та регіони з недостатньо розвинутими потужностями відновлюваної енергетики за результатами проведення аукціонів згідно з Законом України «Про альтернативні джерела енергії».

Будівництво та введення в експлуатацію нових генерувальних потужностей на основі відновлюваних джерел енергії для збільшення доступної потужності генерації електроенергії та заміщення пошкоджених або знищених генерувальних потужностей є важливим як у короткостроковій, так і в довгостроковій перспективі розвитку енергетичної галузі.

На цей час у сфері прикладних наукових досліджень розроблено цілу низку нових технічних рішень для створення енергоефективної техніки й технологій відновлюваної енергетики. Можливі обсяги енергозабезпечення з використанням енергії відновлюваних джерел в різних регіонах України залежать від багатьох факторів. Необхідно відмітити, що промислово розвинені області з високим енергоспоживанням мають нижчий енергопотенціал ВДЕ.

Екологічна значущість використання енергії відновлюваних джерел в Україні полягає в значному зменшенні шкідливих викидів в атмосферу, що утворюються під час згоряння органічного палива – енергетика на відновлюваних джерелах використовує потоки енергії, що вже існують в навколишньому просторі, тому теплове забруднення довкілля буде незначним, як і обсяги відходів. Соціальна значущість полягає у створенні додаткових робочих місць у сферах наукової, виробничої, культурно-освітньої, правової, державної та громадської діяльності.

Широке використання енергії відновлюваних джерел сприятиме підняттю рівня життя, особливо в сільських районах. Невичерпність, як основна властивість відновлюваних джерел енергії, має в перспективі забезпечити більшу стабільність енергетики, ніж це можливо при використанні традиційних паливних ресурсів, особливо нафти й газу. Цікавим є також вплив такого, як вважається в цей час, негативного чинника потоків відновлюваної енергії – низької щільності й розсіяності в просторі; в разі активного використання ВДЕ та при відповідних державних методах стимулювання це більшою мірою сприятиме розосередженню населення та промислових об'єктів у сільських районах, ніж збільшенню витрат на концентрацію енергії в мегаполісах. Поступове зростання частки енергії відновлюваних джерел в енергетиці дозволить уникнути утворень нових мегаполісів та сприятиме розвитку агропромислового комплексу на всій території України.

1.3. Децентралізація та використання енергії відновлюваних джерел для побутових потреб

В умовах війни внаслідок постійного руйнування енергетичної інфраструктури важливого значення набуло розосередження систем енергопостачання, особливо створення та впровадження ефективних об'єктів на основі відновлюваних джерел енергії, зокрема з комплексним їх використанням.

Для забезпечення стійкості енергосистеми України в умовах постійних російських атак уряд стимулює розбудову розподіленої генерації – системи виробництва й передачі електроенергії, яка налічує багато невеликих локальних енергооб'єктів, розташованих по всій Україні. У розподіленій генерації комбінуються різні джерела енергії: газопоршнєві установки, газові турбіни, сонячні панелі та акумулятори, вітряки, когенерація. Важливим є те, що споживачі залучаються до виробництва енергії, встановлюючи власні генерувальні установки. Розбудова розподіленої генерації забезпечується:

- доступними фінансовими ресурсами для придбання енергетичного обладнання;
- максимальним спрощенням процедури, пов'язаної з будівництвом, введенням в експлуатацію та підключенням об'єктів генерації до мереж.

13 серпня 2024 року Кабінетом Міністрів України було ухвалено ряд важливих рішень щодо розвитку розподіленої генерації [33]:

- затверджено Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року та план заходів з його реалізації, який є доповненням Національного плану з енергетики та клімату (НПЕК) та визначає траєкторії розвитку відновлюваної енергетики за секторами до 2030 року із заходами щодо їх реалізації з урахуванням політик та заходів, визначених НПЕК.

- окремим рішенням Уряду встановлено додаткову річну квоту підтримки суб'єктів господарювання, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії на 2024 рік у розмірі 110 МВт, з яких СЕС – 11 МВт, ВЕС – 88 МВт, з інших видів – 11 МВт.

Затверджено графік проведення пілотних аукціонів з розподілу квоти підтримки на 2024 рік, проведення яких планується у жовтні-листопаді 2024 року. Очікується, що перші об'єкти електроенергетики, введені в експлуатацію за результатами проведення пілотних аукціонів, розпочнуть відпуск електричної енергії в мережу в 2025 році. Аукціони з розподілу квоти підтримки є найпоширенішим у світі механізмом стимулювання розвитку ВДЕ на конкурентних засадах.

Окремим розпорядженням уряд затвердив умови проведення конкурсу на будівництво генерувальних потужностей та виконання заходів з управління попитом. Це дозволить збільшити обсяги генерації в енергосистемі та її подальший розвиток. Зокрема передбачається проведення конкурсів для будівництва об'єктів, потужність кожного з яких становить 5–80 МВт, а загальна потужність конкурсу – 700 МВт. Відповідні об'єкти мають бути введені в експлуатацію до кінця 2027 року.

Заходи, спрямовані на розвиток відновлюваної енергетики в Україні, орієнтовані з урахуванням цілей та підходів, визначених Європейським Союзом, зокрема шляхом повної імплементації законодавства Європейського Союзу у сфері відновлюваних джерел енергії.

Для виконання поставлених урядом завдань розширено дію програми «Доступні кредити 5-7-9» на придбання енергетичного обладнання, запроваджено нові програми фінансової підтримки для домогосподарств, ОСББ, житлових кооперативів, бізнесу, встановлено спеціальні умови для державних та комунальних підприємств. Фінансова державна підтримка надається фізичним особам, які встановлюють у власних домогосподарствах генерувальні установки, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел. При купівлі сонячних, вітрових електростанцій разом із системами накопичення електроенергії можна отримати безвідсотковий кредит на суму до 480 тис. гривень із терміном кредитування 10 років [34].

Створено усі інвестиційні умови і максимально спрощено дозвільні процедури для прискореної розбудови розподіленої генерації, до розвитку якої залучені як приватні компанії, так і підприємства державної форми власності. До кінця 2024 року Україна отримає обладнання, що забезпечить додаткові потужності розподіленої генерації більш ніж на 1 ГВт. Енергетики роблять усе можливе, щоб у максимально стислі терміни змонтувати і підключити обладнання до мережі – у планах до кінця року встановити не менше 1 ГВт [35].

Використання відновлюваних джерел енергії для побутових потреб є надзвичайно важливим для України, що насамперед пов'язано з

енергодефіцитністю й негативними тенденціями в галузі існуючої вітчизняної енергетичної системи та незадовільним станом довкілля. Ефективне використання енергії відновлюваних джерел сприятиме не тільки сталому енергозабезпеченню, але й поліпшенню стану довкілля і зменшенню ризиків для здоров'я населення.

Виробництву енергії завжди має передувати всебічне вивчення потреби в ній. Оскільки виробництво енергії завжди є недешевим і в разі використання традиційних технологій пов'язане з небажаною дією на довкілля, дуже важливо витрачати її ефективно й економічно. Ключовою кількісною та якісною характеристикою є структура загального первинного постачання енергії.

В Україні проводяться роботи щодо використання енергії відновлюваних джерел для енергопостачання житлових і комунальних будівель. Так, стратегія енергозбереження, енергоефективності та розвитку відновлюваних джерел енергії Дніпропетровської області на 2018–2035 роки передбачає проведення енергоаудиту будівель бюджетних установ та створення бази їх техніко-економічних показників. Звіти з енергетичного аудиту міститимуть інформацію про можливі енергоефективні заходи та проекти використання місцевих відновлюваних джерел енергії. Разом з орієнтацією на використання енергоефективного обладнання (котлів / конвекторів з поліпшенням ККД та двоконтурних котлів, рекуператорів тепла, автоматичних систем керування та ін.) рекомендується перехід на теплогенерувальне обладнання, яке використовує будь-які види палива та енергії, крім природного газу (відходи деревообробки, пелети, сонячні колектори, теплові насоси тощо) [36].

Термомодернізація бюджетних будівель і запровадження систем енергетичного менеджменту та моніторингу використання відновлюваних енергоресурсів дозволить скоротити витрати бюджетних коштів на оплату енергоносіїв. Одним з ефективних прикладів є програма «Зелені заощадження», спрямована на фінансову підтримку проведення утеплення існуючого житлового фонду, а також встановлення опалення із застосуванням відновлюваних джерел енергії та будівництво згідно зі стандартом енергетично пасивних будинків, що діє у Чеській Республіці. Фінансову підтримку впровадження проєктів енергозбереження та відновлюваних джерел енергії зосереджено на житлових будівлях всіх форм власності та спорудах бюджетної сфери. Механізм заохочення дозволяє компенсувати власникам або управлінцям житла або будівель бюджетної сфери частину витрат на реалізацію заходів, що забезпечує зниження споживання енергії щонайменше на 20 % при опаленні приміщення або його обмеження до 70 кВт·год/м² за рік. Як наслідок, інвестиційна підтримка енергоефективності в житлово-комунальному секторі здебільшого зосереджується на існуючих будівлях. Згідно з проведеними оцінками, для енергозбереження в Чехії 89 %

коштів виділено на утеплення існуючого житла, обсяг субсидій для використання відновлюваної енергетики становив 10 %, а на пасивне будівництво виділено 1 % фінансових ресурсів [37].

Завдяки стимулюванню заходів з утеплення, переведення існуючого опалення на використання біомаси та встановлення теплових насосів і сонячних колекторів для нагріву води в житлових та бюджетних будівлях в Чехії при теплопостачанні можлива економія споживання енергії на 1750 ГВт·год та збільшення її виробництва з відновлюваних джерел на 1027,8 ГВт·год. Внаслідок зменшення споживання палива в Чехії при виробництві енергії завдяки енергозбереженню населенням відбувається скорочення на 1 % щорічних викидів CO₂ в атмосферу та зменшення забруднення пилом [37].

Відповідно до «Енергетичної стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», схваленої розпорядженням Кабінету міністрів України № 605-р від 18 серпня 2017 р. за п. 3.2. «Оптимізація та інноваційний розвиток енергетичної інфраструктури до 2025 року» щодо відновлюваних джерел енергії передбачено:

- забезпечення реалізації проєктів з децентралізації енергопостачання на місцевому рівні (на основі використання відновлюваної енергетики, «розумних мереж», підвищення енергоефективності);
- збільшення використання гео- та гідротермальної енергії при генерації теплоенергії;

- вивчення можливості та, за доцільністю, впровадження використання систем акумулювання для балансування енергетичної системи, зокрема з метою нівелювання нерівномірної роботи генерувальних потужностей ВДЕ.

Різні види відновлюваних джерел енергії мають принципові відмінності, тому їх ефективне використання в приватному секторі має ґрунтуватися на науково розроблених принципах перетворення енергії ВДЕ на види, потрібні споживачам. У процесі впровадження заходів відновлюваної енергетики для енергозабезпечення споруд громадського призначення необхідно орієнтуватися на місцеві енергоресурси, вибираючи найефективніші з них.

Важливим заходом ефективного використання ВДЕ є комплексний підхід у плануванні енергетичних проєктів на основі відновлюваних енергоресурсів для житлових і комунальних будівель. Використання ВДЕ повинне бути багатоваріантним і комплексним, що дозволить отримати оптимальний енергетичний та економічний ефект.

Перш ніж створювати систему енергопостачання на основі відновлюваних джерел для споруд громадського призначення, необхідно точно визначити їх енергетичний потенціал в певній місцевості та провести аналіз параметрів цих джерел. Необхідно спочатку оцінити весь потік енергії,

а вже потім визначати ту його частину, яка може бути використана в енергоустановках для житлових і комунальних будівель.

Основними завданнями при створенні комплексних енергосистем на основі відновлюваних джерел енергії житлових і комунальних будівель є забезпечення їх надійними акумуляторами енергії та створення ефективного допоміжного обладнання для зниження флуктуацій параметрів енергосистем і підтримання необхідних робочих параметрів, а також створення обладнання для автоматичного управління режимами їх роботи [15, 38].

Перспективну можливість накопичувати велику кількість електроенергії протягом значних термінів її зберігання сьогодні може забезпечити створення водневої енергетичної інфраструктури, складовими якої є обладнання на основі ВДЕ, установки для виробництва водню, системи накопичення та зберігання, транспортування та використання водню. В Інституті відновлюваної енергетики НАН України розроблено концепцію Дорожньої карти розвитку водневої енергетики України на період до 2035 року. Енергетична асоціація «Українська Воднева Рада» спільно з ІВЕ НАН України виступає із законодавчою ініціативою інтеграції водневих і енергетичних рішень до законодавчої бази України, розробляють практичну програму секторальної інтеграції водню в економіку України [39].

Після 2022 року фахівці Інституту відновлюваної енергетики активно включились у виконання робіт щодо створення та впровадження ефективних систем розподіленої генерації на основі відновлюваних джерел енергії, призначених для енергозабезпечення сільських громад, військових об'єктів, багатоквартирних будинків, фізичних осіб тощо. Розроблено вихідні дані, необхідні для виконання проєктних робіт при впровадженні таких об'єктів; на замовлення громад проводиться визначення енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії, перспективних до використання як місцевого первинного енергоресурсу, розробляються рекомендації щодо їх застосування та можливого комбінування тощо.

1.4. Методи стимулювання розвитку відновлюваної енергетики

Створення нової галузі енергетики потребує стимулювальної підтримки, насамперед з боку держави, причому відновлювана енергетика в цьому разі не є винятком – атомна енергетика досягла свого рівня розвитку винятково за рахунок державної підтримки. У світі щорічно витрачаються значні кошти на субсидії та інші види стимулювання розвитку атомної й традиційної енергетики, які досі працюють на викопних видах палива.

Найпоширенішими основними напрямками впливу держави на енергетичну сферу є ціноутворення, оподаткування, кредитування та державне субсидування. Державне регулювання сфери відновлюваної енергетики необхідно розглядати як комплекс інструментів, за допомогою яких держава

встановлює вимоги до учасників взаємодії в цій сфері діяльності та контролює їх дотримання [40].

Визначення методів законодавчо-правового стимулювання розвитку відновлюваної енергетики є важливим з ряду причин. Технологічний прогрес не здатний самостійно подолати окремі нетехнічні бар'єри, що перешкоджають проникненню технологій відновлюваної енергетики на енергетичні ринки. Ціни на більшість традиційних видів палива протягом значного відтинку часу були на історично сформованому низькому рівні, що, безумовно, перешкоджає можливостям використання ВДЕ. У цьому разі необхідним є застосування політичних заходів для виконання фундаментальних зобов'язань щодо стану довкілля та надійності енергопостачання. При цьому довгострокові плани розвитку відновлюваної енергетики, включно з політичними, законодавчими, адміністративними, економічними та маркетинговими аспектами, відіграють найважливішу роль у процесі розвитку відновлюваної енергетики.

1.4.1. Методи стимулювання розвитку відновлюваної енергетики у світі

Розвиток енергетики на основі відновлюваних джерел енергії протягом досить значного часу є основною метою енергетичної політики Європейського Союзу – вже в 1986 році на Раді Міністрів ЄС серед інших енергетичних завдань була визначена необхідність сприяння розвитку ВДЕ. Значного технологічного прогресу було досягнуто завдяки виконанню різних дослідницьких та демонстраційних програм (JOLE-THERMIE, INCO, FAIR), які не тільки сприяли створенню європейського сектору промисловості відновлюваної енергетики, але й забезпечили досягнення передового положення в цій галузі в світі. У цей час держави – члени ЄС перетворюють внутрішні енергетичні ринки відповідно до Директиви Європейського парламенту, яка створює умови для переважного використання електроенергії, виробленої за рахунок використання ВДЕ. Європейська комісія уважно досліджує різні схеми й пропозиції, представлені державами – членами ЄС для включення в Директиву з тим, щоб забезпечити узгоджену політику держав – членів ЄС для гарантованої частки відновлюваної енергетики в загальному виробництві електроенергії на рівні ЄС і на національних рівнях.

Такий підхід є важливим елементом на шляху створення єдиного ринку електроенергії, при цьому будуть враховуватись значні розходження між державами – членами ЄС в обсягах сприяння і засобах фінансування відновлюваної енергетики.

Вважається, що в деяких випадках для влади держав – членів ЄС достатньо буде врахувати в законодавстві таке:

- гнучку амортизацію капіталовкладень у відновлювану енергетику;

- звернення до податкових пільг для третіх сторін, що фінансують відновлювану енергетику;
- умови виділення субсидій для створення нових електростанцій, середніх та малих підприємств, а також нових робочих місць;
- фінансове стимулювання споживачів для купівлі обладнання й послуг у відновлюваній енергетиці.

Європейська комісія відслідковує досягнення Європейського Союзу в цій сфері енергетики. Будуть також досліджені й ширше впроваджені інші фінансові методи стимулювання освоєння використання ВДЕ, які добре себе зарекомендували в деяких країнах – членах ЄС [40]:

- так звані золоті або зелені фонди, адресовані ринкам довгострокового позикового капіталу. Такі фонди фінансуються приватними банками, для яких, у цьому разі, характерні нижчі процентні ставки. Норма прибутку, при якій можлива нижча процентна ставка, оплачувана власником рахунку, передається банком інвестору відновлюваної енергетики;
- державні фонди відновлюваної енергетики, керовані відповідними агенціями. Пропоновані кошти могли б включати як оборотні фонди, так і гарантії кредитів (облігації відновлюваної енергетики);
- пільгові кредити і спеціальні позики від інституціональних банків.

Методи стимулювальної підтримки розвитку ВДЕ, визначені у фінальному документі комісії Європейського Союзу, включають цільове сприяння та вплив на ринок і комерційні банки для стимулювання ВДЕ.

Загальна мета ЄС щодо збільшення частки використання ВДЕ передбачає, що держави – члени ЄС повинні заохочувати збільшення обсягів використання ВДЕ відповідно до власних можливостей. Кожна з держав – членів ЄС повинна розробити власну стратегію щодо стимулювання розвитку відновлюваної енергетики, яка буде важливим інструментом, необхідним для зменшення енергетичної залежності, зменшення шкідливих викидів в оточуюче середовище та для розвитку національної промисловості й створення додаткових робочих місць.

Згідно із загальноєвропейською енергетичною політикою, але враховуючи місцеві особливості окремих країн, уряди європейських держав приймають власні програми щодо збільшення частки ВДЕ, стосовно тих ресурсів, якими певний регіон найкраще забезпечений і практикують в цих галузях тендерну політику.

Державну підтримку в західних країнах можна розділити на декілька напрямів [40]:

- фінансування науково-дослідних та дослідно-конструкторських робіт (НДДКР) з розвитку об'єктів відновлюваної енергетики; в цей час частка фінансування становить 20–30 % загального фінансування науки; провідне місце займає державне фінансування НДДКР фото-електроенергетики та паливних елементів;

- фінансування загальноосвітніх програм, курсів для підготовки фахівців у відповідній галузі, програм навчального характеру на телебаченні, радіо, в спеціальних центрах;

- підтримка виробників та користувачів обладнання відновлюваної енергетики. Здійснюється субсидування нових зразків обладнання на основі ВДЕ шляхом зниження податків на виробників. Широкого поширення набула державна підтримка користувачів або власників невеликих приватних станцій на основі ВДЕ.

Найпопулярнішим домінуючим заходом підтримки відновлюваної енергії у виробництві електроенергії, які нині застосовуються в 18 з 25 країн – членів ЄС, є фіксовані дотації за підведення струму в мережу. Гарантовані виплати дозволяють незалежним виробникам струму вводити в мережу вироблений ними струм за встановленим тарифом. Ці тарифи визначаються теоретично за граничними витратами на виробництво і затверджуються на законодавчому рівні. Головним аргументом на користь саме цього способу є мінімізація фінансового ризику для незалежних виробників електроенергії, яка в такий спосіб гарантує стабільний дохід за визначений період.

Різні країни використовують різні варіанти та комбінації методів державного стимулювання розвитку відновлюваної енергетики. Так, Данія використовує пільгові позики та компенсацію по тарифах на енергію, вироблену з ВДЕ; в Італії діють змішані «зелені» системи в поєднанні з системою квот; у Хорватії – пільговий «зелений» тариф та пільгові позики; в Естонії «зелена» надбавка (FIP) виплачується від максимальної ринкової ціни на електроенергію та діють пільгові позики. Деякі країни мають більш складні механізми стимулювання. У Франції «зелений» тариф (FIT), що гарантує фіксовану ціну за 1 кВт·год електроенергії, диференціюється залежно від виду джерела (тривалість дії 15–20 років); підтримка діє лише для ВЕС, що розташовані в певних зонах; споживачі всіх видів «чистої» енергії звільняються від екологічних податків; зменшуються податки на прибуток для всіх джерел та ПДВ для фотовольтаїчних джерел [40].

У Німеччині, яка планує збільшення частки у виробництві електроенергії в такий спосіб: 40–45 % до 2025 року, 55–60 % до 2035 року, 65 % до 2040 року та 80 % до 2050 року – діють «зелений» тариф (FIT) + «зелена» надбавка (FIP); а також пільгові позики. Акт Німеччини про відновлювану енергетику встановлює критерії для одержувачів та тарифні ставки (один з ключових документів у німецькій політиці зі зміни клімату та енергетики), зміни набрали чинності 1 січня 2012 року. Далі цей акт був доповнений постановою про так званий механізм компенсацій – введено ринкову надбавку та надбавку за маневреність для операторів електростанцій, які безпосередньо постачають електроенергію з ВДЕ [40].

Найпоширенішими методами стимулювання практично для всіх країн, що активно використовують енергію відновлюваних джерел, є «зелений» тариф (FIT) + «зелена» надбавка (FIP) та пільгові позики.

1.4.2 | Законодавчо-правове забезпечення відновлюваної енергетики України

Для ефективної реалізації завдань щодо освоєння енергії відновлюваних джерел в Україні насамперед необхідно створення вітчизняної моделі розвитку відновлюваної енергетики як окремої енергетичної галузі – створення нормативно-правової бази з урахуванням особливостей освоєння кожного з видів відновлюваних джерел енергії, визначення основ економічної стимулювальної політики держави й створення законодавчої бази відновлюваної енергетики, основаної на проведенні пільгової політики для виробників та споживачів енергії відновлюваних джерел, визначення механізмів фінансування. Для встановлення реального співвідношення основних техніко-економічних показників традиційної й відновлюваної енергетики в Україні необхідно проведення відповідних реформ у ціновій політиці традиційної енергетики. Досвід країн, що активно використовують енергію відновлюваних джерел, показує, що одним з перших чинників при їх освоєнні є вихід на ринкові ціни на енергоносії.

Першочерговими завданнями відновлюваної енергетики України є:

- проведення наукових фундаментальних і прикладних досліджень, науково-дослідних і проектно-конструкторських розробок та організація їх впровадження;
- здійснення підготовки фахівців за всіма напрямками розвитку відновлюваної енергетики;
- створення профільної інфраструктури на основі вже існуючих навчальних, проектно-конструкторських та науково-дослідницьких організацій;
- розробка нормативно-правової бази, що сприятиме впровадженню розробок на основі ВДЕ, зокрема щодо доступу об'єктів ВДЕ до електричних і теплових мереж енергокомпаній та відведення земельних ділянок;
- створення сертифікаційної та метрологічної бази;
- створення бази для виробництва технічних пристроїв та обладнання, монтажу, експлуатації, ремонту і сервісу.

Розробка вітчизняних законопроектів, спрямованих на розвиток відновлюваної енергетики, свідчить про визнання урядом України важливості вирішення проблеми забезпечення надійного і диверсифікованого енергопостачання суспільного виробництва й населення з підвищенням екологічної чистоти енерговиробничого та паливо- й енергоспоживального обладнання.

Для вирішення головних проблем, що виникають при впровадженні

техніки та технологій відновлюваної енергетики, необхідно:

- визначення порядку відведення земельних ділянок під установку обладнання відновлюваної енергетики;
- проведення робіт щодо підвищення потужності електромереж для забезпечення приймання електроенергії, отриманої від обладнання на основі відновлюваних джерел.

Вирішення цих питань сприяє залученню інвестицій у відновлювану енергетику. Будівництво потужних електростанцій має проводитись паралельно з розширенням електромереж у напрямі підвищення їх пропускної спроможності. На стадії відведення земельних ділянок та виготовлення проектної документації необхідне проведення екологічних експертиз, які для кожного з видів енергетичного обладнання відновлюваної енергетики мають свої особливості. Так, наприклад, для встановлення вітроенергетичного обладнання потрібні також висновки орнітологів.

Міжвідомча комісія з питань науково-технологічної безпеки при Раді національної безпеки і оборони України 19 травня 2009 року прийняла рішення, яким, з огляду на нагальну необхідність створення основних засад майбутньої екологічно безпечної енергетики, зміцнення енергетичної незалежності держави нарощуванням обсягів виробництва енергії з відновлюваних джерел в Україні, рекомендовано прийняття низки заходів щодо розвитку відновлюваної енергетики в Україні. Найсуттєвішими заходами визначено:

- внесення змін до деяких законів України щодо механізмів стимулювання використання нетрадиційних, відновлюваних та альтернативних джерел енергії;
- внесення змін до Закону України «Про інвестиційну діяльність» щодо створення пільгових умов інвесторам, що здійснюють науково-дослідні проектно-конструкторські, та будівельні роботи в сфері відновлюваних джерел енергії;
- опрацювання питання щодо вдосконалення нормативно-правової бази з метою стимулювання використання відновлюваних джерел енергії на етапі відведення земельних ділянок для об'єктів відновлюваної енергетики під час розробки проектів нових об'єктів будівництва та реконструкції систем енергопостачання;
- створення постійно діючої науково-технічної ради з питань відновлюваної енергетики із залученням провідних спеціалістів у цій галузі;
- розроблення змін та доповнень до стратегії розвитку відновлюваної енергетики до 2030 року як складової частини «Енергетичної стратегії України до 2030 року»;
- розроблення та затвердження протягом 2009-2010 років галузевих та регіональних програм енергозбереження та використання відновлюваних джерел енергії.

Для забезпечення виконання Україною взятих екологічних зобов'язань в межах Енергетичного Співтовариства щодо зменшення локальних шкідливих викидів та з метою комплексного вирішення проблеми виведення з кризи енергетики й енергетичного машинобудування колективом ІВЕ НАН України за участі ІПМ НАН України розроблено стратегічний документ «Дорожня карта комплексного розвитку вітроенергетики і машинобудування України», узгоджений з усіма зацікавленими органами виконавчої влади України і Президією НАН України, затверджений Мінікономрозвитку України й рекомендований ним для використання як основи. За наказом Першого віцепрем'єра України положення Дорожньої карти мають бути враховані в числі основних засад у розробці Державної комплексної цільової програми розвитку екологічно чистої відновлюваної енергетики як складової галузі низьковуглецевої економіки.

Виведення енергетики України з кризового стану потребує розробки відповідних стратегічних рішень, для отримання яких має бути розроблено і застосовано наукові методи, що дозволяють здійснити системний підхід до проблеми. Реалізація Дорожньої карти забезпечить відповідні державні органи інструментарієм для багатокритеріальної оптимізації й узгодження між собою енергетичної, екологічної, економічної та інвестиційної політики щодо розвитку енергетики, який має враховувати одночасно й збалансовано інтереси як держави, так і приватних інвесторів.

Головним завданням для нашої країни сьогодні є створення науково-технічної бази відновлюваної енергетики з метою поступової заміни в Україні традиційних методів отримання енергії на практично невичерпні екологічно чисті відновлювані джерела енергії в межах доцільної реалізації їх потенціалу. Пошук перспективних шляхів розвитку паливно-енергетичної техніки на основі використання енергії відновлюваних джерел є однією з проблем, вирішення якої в Україні дасть гарантію енергетичної безпеки, що є одночасно і гарантією незалежності держави.

Серед комплексу невідкладних питань, вирішення яких забезпечить широкомасштабне впровадження обладнання на основі ВДЕ, ключовими є питання істотного покращення техніко-економічних показників існуючого енергетичного обладнання, створення і впровадження нового устаткування, новітніх технологій та матеріалів.

З метою покращення ситуації свого часу були прийняті наступні програми і постанови:

- Національна енергетична програма України до 2010 року. Постанова Верховної Ради України № 191/96-ВР від 15.05.96 р.;

- Указ Президента України від 2 квітня 1997 року № 285 «Про рішення Ради національної безпеки і оборони України від 22 березня 1997 року “Про невідкладні заходи щодо забезпечення України енергоносіями та їх раціонального використання”»;

- Основні напрями державної політики України в галузі охорони довкілля, використання природних ресурсів та забезпечення екологічної безпеки. Постанова Верховної Ради України №188.98-ВР від 05.03.98 р.

- Екологічно чиста геотермальна енергетика України. Державна програма Кабінету Міністрів України на 1996-1998 роки;

- Нетрадиційні і поновлювані джерела енергії та ефективна система їх використання. Державна програма на 1997–1998 роки. Схвалена Постановою Верховної Ради України;

- Високоєфективні енергозберігаючі технологічні системи. Державна програма на 1997–1999 роки. Схвалена Постановою Верховної Ради України.

- Комплексна державна програма енергозбереження України, схвалена постановою Кабінету Міністрів України від 5 лютого 1997 р. № 148;

- Програма державної підтримки розвитку нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії та малої гідро- і теплоенергетики, схвалена постановою Кабінету Міністрів України від 31.12.1997 № 1505.

Як видно з переліку документів, Верховна Рада та уряд України приділяли значну увагу розвитку відновлюваних джерел енергії, але в усіх програмних документах були відсутні механізми реального фінансового забезпечення, крім того, часті зміни урядів унеможливили їх виконання в повному обсязі.

Однак усі ці енергетичні програми й постанови стали важливими етапами на шляху до прийняття в подальшому законодавчих актів щодо стимулювання розвитку відновлюваної енергетики України.

В Україні, як і в інших європейських країнах, діє система стимулювання розвитку відновлюваної енергетики. Ця система включає номіновані в євро «зелені» тарифи, диференційовані за типом та потужністю об'єктів, а також за строками введення в експлуатацію об'єктів енергетики. Держава зобов'язується купувати у станцій на ВДЕ електроенергію за «зеленим» тарифом до 2030 року; перелік відповідних законодавчих актів, прийнятих для регулювання ринку відновлюваних джерел енергії в Україні, представлено нижче [41].

Закони України:

- Закон України «Про енергозбереження» № 74/94-ВР від 01.07.1994 визначає основи енергозбереження для всіх підприємств і установ, що перебувають на території України, дає визначення у сфері енергозбереження, закладає перехід до застосування приладів обліку паливно-енергетичних ресурсів, про наукові дослідження – один абзац (стаття 8), у статті 13 передбачено формування державного фонду енергозбереження, який на практиці не працює. У статті 16 прописані економічні та фінансові шляхи стимулювання енергозбереження в Україні;

- Закон України «Про електроенергетику» № 575/97-ВР від 16.10.1997 визначає правові, економічні та організаційні основи діяльності в електроенергетиці й регулює відносини, пов'язані з виробництвом, передачею,

постачанням і використанням енергії. У законі дано визначення «зеленого» тарифу (стаття 1), описано ліцензування діяльності (стаття 13), описано механізм встановлення й формування «зеленого» тарифу (стаття 17-1);

- Закон України «Про передачу об'єктів права державної та комунальної власності» № 147/98-ВР від 03.03.1998;

- Закон України «Про альтернативні види палива» № 1391-XIV від 14.01.2000 – прописано збільшення частки використання альтернативних джерел енергії в Україні до 20 % до 2020 року, дано основні визначення видів біопалива (стаття 1), прописано, які види палива можна вважати альтернативними (статті 4, 5, 5-1), наведено порядок визначення палива альтернативним (стаття 6);

- Закон України «Про природні монополії» № 1682-III від 20.04.2000;

- Закон України «Про ліцензування окремих видів господарської діяльності» № 1775-III від 01.06.2000 – дано перелік видів господарської діяльності, які в Україні підлягають ліцензуванню (стаття 9). Зокрема, передбачено отримання ліцензії на діяльність у сфері електроенергетики (стаття 9, пункт 6) і виробництво, транспортування та постачання теплової енергії (стаття 9, пункт 42). У статті 10 дано список документів, які необхідно подати для отримання ліцензії;

- Закон України «Про альтернативні джерела енергії» № 555-IV від 20.02.2003 визначає основні принципи використання альтернативних джерел енергії в Україні. Був одним із перших, що стимулював розвиток галузі ВДЕ в Україні, деякі з принципів, закладені в ньому, на практиці не виконують через дії інших законодавчих актів;

- Закон України «Про житлово-комунальні послуги» № 1875-IV від 24.07.2004;

- Закон України «Про теплопостачання» № 2633-IV від 02.06.2005 регулює основні засади діяльності у сфері теплопостачання, а саме: виробництво, транспортування та постачання теплової енергії. У Законі зазначено, що виробництво теплової енергії з відновлюваних джерел енергії регулюється НКРЕ (стаття 17);

- Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо встановлення «зеленого» тарифу» № 601-VI 25.09.2008 про встановлення спеціального тарифу, за яким закуповується електроенергія, вироблена на об'єктах електроенергетики, що використовують альтернативні джерела енергії;

- Закон України «Про державне регулювання у сфері комунальних послуг» № 2479-VI від 09.07.2010;

Укази Президента:

- Указ Президента України від 10.09.2014 № 715/2014 «Про затвердження Положення про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг».

Постанови Кабінету Міністрів України:

- Постанова КМУ «Про затвердження Державної цільової економічної програми енергоефективності і розвитку сфери виробництва енергоносіїв з відновлюваних джерел енергії та альтернативних видів палива на 2010–2015 роки»;
- Розпорядження КМУ «Про схвалення Концепції Державної цільової науково-технічної програми розвитку виробництва та використання біологічних видів палива»;
- Постанова КМУ «Про затвердження порядку ввезення на митну територію України техніки, обладнання, технічних та транспортних засобів, що використовуються для розвитку виробництва і забезпечення споживання біологічних видів палива»;
- Постанова КМУ «Питання ввезення на митну територію України енергозберігаючих матеріалів, обладнання, устаткування та комплектуючих»;
- Постанова КМУ «Про затвердження переліку товарів власного виробництва, 80 відсотків прибутку підприємств від продажу яких на митній території України звільняється від оподаткування»;
- Постанова КМУ «Про затвердження переліку документів, що додаються до заяви на видачу ліцензії для окремого виду господарської діяльності» № 756 від 04.07.2001»;
- Постанова КМУ «Про термін дії на здійснення певних видів господарської діяльності» № 1755 від 09.11.2000»;
- Постанова КМУ «Про забезпечення єдиного підходу до формування тарифів на житлово-комунальні послуги» № 869 від 01.06.2011»;
- Постанова КМУ «Про затвердження правил користування тепловою енергією» № 1198 від 03.10.2007».

Постанови НКРЕ:

- Постанова НКРЕ від 26.04.2006 № 540 «Про затвердження Умов та правил (ліцензійних умов) провадження господарської діяльності з виробництва теплової енергії на теплоелектроцентралях, ТЕС, АЕС, когенераційних установках та установках з використанням нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії»;
- Постанова НКРЕ «Про затвердження Порядку розрахунку тарифів на електричну та теплову енергію, що виробляється ТЕЦ, ТЕС АЕС та на установках з використанням нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії»;
- Постанова НКРЕ «Про затвердження Інструкції про порядок видачі ліцензій Національною комісією регулювання електроенергетики на здійснення окремих видів підприємницької діяльності» № 1305 від 06.10.1999»;
- Постанова НКРЕ «Про затвердження Порядку визначення розміру місцевої складової для об'єктів електроенергетики, у тому числі введених в експлуатацію черг будівництва електричних станцій (пускових комплексів),

які виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії (крім доменного і коксівного газів)» № 744 від 27.06.2013.

Інші:

- Постанова НК держрегулювання від 10.08.2012 № 276 «Про затвердження Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з виробництва теплової енергії (крім діяльності з виробництва теплової енергії на теплоелектроцентралях, теплоелектростанціях, атомних електростанціях і когенераційних установках та установках з використанням нетрадиційних або поновлюваних джерел енергії)»;

- Постанова НК держрегулювання від 10.08.2012 № 278 «Про затвердження Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з постачання теплової енергії».

Вітчизняна законодавча база та політичні рішення, впровадження положень яких суттєво вплинуло на подальший розвиток відновлюваної енергетики України, представлені нижче.

Оскільки для України надзвичайно важливим є тісніше співробітництво з країнами ЄС, продовжується адаптація положень державних програм з освоєння ВДЕ до вимог Євросоюзу за розпорядженням КМ України № 111 від 4 березня 2004 р. «Про заходи для реалізації пріоритетної політики Програми інтеграції України в ЄС».

Гарантований доступ до мереж, мережевий пріоритет ВДЕ та обов'язкове придбання електроенергії оптовим постачальником електроенергії було забезпечено в Україні з 2009 року. Затверджено Державну цільову економічну програму енергоефективності й розвитку сфери виробництва енергоносіїв з відновлюваних джерел енергії та альтернативних видів палива на 2010–2015 роки, проте зазначена Програма не передбачала всього необхідного комплексу заходів для сприяння вільному розвитку децентралізованої й демонополізованої відновлюваної енергетики.

Для досягнення зазначених цілей Кабінет Міністрів України розпорядженням від 03.09.14 № 791-р затвердив План заходів з імплементації Директиви Європейського Парламенту та Ради 2009/28/ЄС та розпорядженням від 01.10.2014 № 902-р затвердив Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року. Україна як член Європейського енергетичного співтовариства також взяла на себе зобов'язання до 2020 року досягти частки енергії, що генерується відновлюваними джерелами, в розмірі 11 % загального енергоспоживання [24].

Адаптація нормативно-правової бази України до вимог Директиви 2001/77/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 27 вересня 2001 року «Про створення сприятливих умов продажу електроенергії, виробленої з відновлюваних джерел на внутрішньому ринку електричної енергії» передбачена проектом оновленої Енергетичної стратегії України до 2030 року. Директиву було прийнято з метою сприяння збільшенню частки ВДЕ у

виробництві електроенергії на внутрішньому ринку електроенергії та створенні бази для майбутніх правових рамок Співтовариства в зазначеній сфері. Кабінету міністрів України поставлено завдання переглянути до 1 квітня 2020 року Енергетичну стратегію України на період до 2035 року з урахуванням міжнародних зобов'язань України в енергетичній сфері та утворити Раду експертів з питань енергетичної безпеки як консультативний орган Ради національної безпеки і оборони України. Про це йшлося у рішенні Ради національної безпеки і оборони України від 2 грудня 2019 року «Про невідкладні заходи щодо забезпечення енергетичної безпеки», що затверджені Указом Президента [42].

Прийняття 13 квітня 2017 року Верховною Радою України Закону України «Про ринок електричної енергії», метою якого є приведення законодавства України до вимог Третього пакету енергетичного законодавства ЄС, запровадження конкурентних механізмів функціонування ринку електричної енергії, стало передумовою структурних змін в електроенергетиці України, підґрунтям для модернізації галузі та інтеграції ринку електричної енергії України до регіональних енергетичних ринків, з наступним входженням до загальноєвропейського енергетичного ринку [43].

Впровадження конкурентних ринкових умов забезпечило прийняття Закону України «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії» № 2712-VIII від 25.04.2019. Відповідно до норм Закону «Про ринок електричної енергії» з 1 липня 2019 року впроваджено нову модель конкурентного ринку електроенергії, який замінив схему оптового ринку єдиного покупця на торгівлю на комерційних сегментах. Основні умови діяльності учасників ринку електричної енергії та взаємовідносини між ними визначаються нормативно-правовими актами, що регулюють впровадження Закону [44].

З 1 липня 2019 року з переходом до нової ринкової моделі змінюється модель договірних відносин – виробники електроенергії з ВДЕ матимуть відносини з її продажу за «зеленим» тарифом з Гарантованим покупцем. Повна відповідальність за небаланси для виробників за «зеленим» тарифом та за аукціонною ціною виникає для учасників ринку, що вводять в експлуатацію об'єкти після визнання ліквідним внутрішньодобового ринку, але не пізніше 2024 року (рішення про ліквідність ринку прийматиме Регулятор) [45].

З 1 січня 2020 року згідно з Законом України «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії» від 25.04.2019 введено ряд нових правил щодо функціонування відновлюваної енергетики. Знижено ставки «зеленого» тарифу: для сонячних станцій на 25 %, для вітроелектростанцій – на 10 %, а для вітротурбін із встановленою потужністю до 2 МВт – подальше зниження на 1,5 % щороку протягом 3 років (починаючи

з 2021 року). Запроваджено аукціони для проєктів на основі ВДЕ – починаючи з 2020 року брати участь в аукціонах зобов'язані сонячні проєкти понад 1 МВт та вітрові проєкти понад 5 МВт (або 3 вітротурбіни незалежно від встановленої потужності). Аукціони будуть проводитися двічі на рік, до 1 квітня і 1 жовтня на електронній аукціонній платформі ProZorro. На аукціоні перемагає учасник, який пропонує найнижчу ціну виробництва 1 кВт·год електроенергії, аукціонна ціна не може перевищувати «зелений» тариф. У підсумку буде встановлюватися аукціонна ціна за електроенергію з урахуванням можливої надбавки 5–10 % за використання українських технологій [46].

Аукціонна модель діє в багатьох країнах світу й передбачає встановлення справедливих цін на альтернативну енергетику через проведення аукціонів замість фіксованого «зеленого» тарифу, який сьогодні в Україні є найвищим в Європі. Ті об'єкти ВДЕ, які запропонують найменший тариф, отримають на тривалий термін (до 20 років) гарантовані від держави ціни.

Для інших об'єктів ВДЕ, незалежно від їх потужностей, участь в аукціонах буде доступна на добровільних засадах. Також чинна система підтримки з «зеленими» тарифами діятиме до 2030 року і буде поширюватися на таких учасників ринку [46]:

- суб'єктів господарювання, яким «зелений» тариф був встановлений раніше, і суб'єктів господарювання, які побудують і введуть в експлуатацію об'єкти електроенергетики (незалежно від встановленої потужності об'єкта і виду ВДЕ) до 1 січня 2020 року;

- суб'єктів господарювання, які до 31 грудня 2019 підпишуть попередній договір купівлі-продажу електроенергії за «зеленим» тарифом з ДП «Енергоринок», побудують і введуть відповідні об'єкти в експлуатацію протягом 2 років (для СЕС) і 3 років (для інших видів ВДЕ);

- приватні домогосподарства також працюватимуть за «зеленим» тарифом і після 2020 року.

Для довгострокової стабільної роботи ринку ВДЕ система аукціонів має свої переваги, оскільки аукціонні ціни будуть гарантовані державою наперед на 20 років, що дозволить мінімізувати ризики при розрахунку окупності проєкту. Завдяки ринковій неадміністративній аукціонній системі ринок ВДЕ стане більш конкурентним і відкритим.

31 липня 2020 року Президент України підписав Закон № 810-IX «Про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення умов підтримки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії», який набрав чинності 1 серпня 2020 року. Закон є реалізацією ключових положень Меморандуму про взаєморозуміння між Кабінетом Міністрів та інвесторами у ВДЕ і, зокрема, передбачає зниження «зелених» тарифів, обмеження обсягів введення в експлуатацію нових потужностей ВДЕ, запровадження повної

відповідальності за небаланси для виробників «чистої» електроенергії з 2022 року (50 % у 2021 році) тощо [47].

Відповідно до статті 3 Закону України «Про ринок електричної енергії», він функціонує на конкурентних засадах, крім діяльності суб'єктів природних монополій, з обмеженнями, встановленими законом. З початку роботи нового ринку діє й балансувальний ринок, а для учасників ринку встановлені правила щодо врегулювання небалансів та відповідальності за них. З упровадженням конкурентних ринків електричної енергії учасники ринку та оператор системи передачі несуть спільну відповідальність за баланс виробництва та споживання електричної енергії. Тому учасники ринку планують свою діяльність таким чином, щоб балансувати виробництво та попит з найменшими відхиленнями.

Закон України «Про ринок електричної енергії» визначає небаланси електричної енергії як різницю між фактичними обсягами відпуску або споживання, імпорту, експорту електричної енергії сторони, відповідальної за небаланс, та обсягами купленої і проданої електричної енергії. Небаланси розраховуються відповідно до правил ринку та для кожного розрахункового періоду. Залежно від різниці відпуску та споживання небаланси можуть бути позитивними та негативними. *При позитивному небалансі* обсяг відпуску електричної енергії більший, ніж обсяг, запланований до продажу або обсяг спожитої електричної енергії менший, ніж обсяг закупленої електричної енергії, тобто створюється надлишок виробленої та неспожитої електричної енергії. *При негативному небалансі* обсяг відпуску електричної енергії менший, ніж обсяг, запланований до продажу або обсяг спожитої електричної енергії більший, ніж обсяг закупленої електричної енергії, тобто виникає потреба додаткової закупки для споживання.

Питання щодо оплати позитивного та негативного небалансу, вирішуються оператором системи передачі (ОСП) НЕК «Укренерго» таким чином:

- при позитивному небалансі ОСП викупляє надлишок електричної енергії, але за значно нижчою ціною, ніж на інших сегментах ринку;
- при негативному небалансі потрібно докупляти електричну енергію за більш високими цінами, і ці витрати понесе сторона, відповідальна за баланс.

В Україні стороною, відповідальною за баланс, є учасник ринку, зобов'язаний повідомляти та виконувати свої погодинні графіки подачі електричної енергії відповідно до обсягів купленої та/або проданої електроенергії та фінансово відповідальний перед ОСП за свої небаланси. Відповідальність на небаланси несуть усі учасники ринку електричної енергії, крім споживачів, які купують її за договором постачання. Але певні особливості щодо відповідальності за небаланси мають також виробники ВДЕ.

До 2021 року в Україні виробники ВДЕ не несли відповідальність за небаланси. Слід зазначити, що такі винятки для виробників ВДЕ були не лише

в Україні – в інших країнах вони також часто звільнялись від відповідальності за небаланси. Але в Європейському Союзі вимоги щодо відповідальності за небаланси для виробників ВДЕ змінились відповідно до регламенту ЄС 2019/943 від 5 червня 2019 року про внутрішній ринок електроенергії. Згідно з цим документом, усі виробники ВДЕ несуть відповідальність за небаланси, крім таких [48]:

- демонстраційні проекти інноваційних технологій;
- установки, що отримують підтримку згідно з правилами ЄС про державну допомогу та введені в експлуатацію до 4 липня 2019 року;
- об'єкти ВДЕ зі встановленою потужністю менше 400 кВт, що введені в експлуатацію до 1 січня 2026 року.

В ЄС для об'єктів ВДЕ, введених в експлуатацію після 1 січня 2026 року, звільнення від відповідальності за небаланси може застосовуватися лише до установок зі встановленою потужністю менше 200 кВт.

З 2021 року виробники ВДЕ в Україні також несуть відповідальність за небаланси в межах балансувальної групи гарантованого покупця. Зокрема, вони відшкодовують гарантованому покупцю вартість врегулювання небалансів за такими правилами [48]:

- для об'єктів ВДЕ зі встановленою потужністю більше 1 МВт: з 1 січня 2021 року – 50 %, з 1 січня 2022 року – 100 %;
- для об'єктів ВДЕ зі встановленою потужністю менше 1 МВт: 10 % з 1 січня 2021 року з подальшим збільшенням на 10 % щороку, до 100 % у 2030 році.

При відшкодуванні вартості врегулювання небалансів для виробників ВДЕ до 31 грудня 2029 року встановлені допустимі відхилення у фактичних погодинних обсягах відпуску електричної енергії на 10 % для вітрової генерації та 5 % – для сонячної генерації.

Отже, всі учасники ринку електричної енергії в Україні, крім винятків щодо виробників ВДЕ та споживачів, зобов'язані нести фінансову відповідальність за небаланси електричної енергії перед ОСП. Але ця відповідальність залежить від результатів врегулювання небалансів.

Основні умови діяльності учасників ринку електричної енергії та взаємовідносини між ними визначаються нормативно-правовими актами, що регулюють впровадження Закону, зокрема [44]:

- Правила ринку (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 307);
- Правила ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 308);
- Кодекс системи передачі (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 309);
- Кодекс систем розподілу (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 310);
- Кодекс комерційного обліку електричної енергії (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 311);

- Правила роздрібного ринку електричної енергії (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 312).

Після ліквідації єдиного покупця та продавця електроенергії за новими правилами продаж електричної енергії відбувається на підставі двосторонніх угод між виробниками електроенергії з однієї сторони та постачальниками або споживачами з іншої. Нова модель ринку електроенергії має в собі низку сегментів: ринок двосторонніх договорів (позабіржова торгівля), ринок «на добу наперед», внутрішньодобовий ринок, балансувальний ринок і ринок допоміжних послуг (біржі з продажу електроенергії).

Концепція нової моделі ринку електроенергії в Україні полягає в конкуренції виробників щодо ціни й обсягів електроенергії, при цьому найдорожча електроенергія буде закуповуватись в останню чергу. Нова модель ринку передбачає його функціонування на конкурентних засадах, тільки окремі позиції підлягатимуть державному регулюванню, зокрема тарифи на послуги з передачі електричної енергії, тарифи на послуги з розподілу електричної енергії, «зелені» тарифи, інші тарифи та ціни в межах забезпечення функціонування ринку електроенергії відповідно до Закону «Про ринок електричної енергії». Метою функціонування балансувального ринку та ринку допоміжних послуг є забезпечення достатніх обсягів електричної енергії, необхідних для балансування в реальному часі обсягів виробництва та імпорту електричної енергії, споживання та експорту електричної енергії, врегулювання системних обмежень в ОЕС України, а також фінансового врегулювання небалансів електроенергії.

Для подальшого стабільного розвитку відновлюваної енергетики та удосконалення умов на конкурентних ринкових засадах, які відповідають європейській практиці, у 2023 році Верховною Радою України прийнято Закон України від 30 червня 2023 р. № 3220-IX «Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та «зеленої» трансформації енергетичної системи України», яким передбачено [45, 49]:

- стимулювання розвитку сегмента прямих договорів купівлі-продажу електричної енергії між виробником електричної енергії з альтернативних джерел енергії та споживачами (далі – прямі договори) як фізичних, так і електронних;

- встановлення законодавчих основ для створення й функціонування реєстру гарантій походження електричної енергії, виробленої з відновлюваних джерел (вимоги Директиви RED II), а також визначення НКРЕКП уповноваженим органом видачі зазначених гарантій;

- визначення нового учасника ринку – «активний споживач», його прав та обов'язків;

- запровадження механізму самовиробництва (модель Net billing) для стимулювання розвитку малої розподіленої генерації з відновлюваних джерел енергії активними споживачами. Побутові та небытові споживачі мають

право встановлювати генерувальні установки з відновлюваних джерел енергії для покриття власного споживання з можливістю продажу надлишків електричної енергії електропостачальнику на ринкових засадах;

- визначення нового учасника ринку – «агрегатор», діяльності з «агрегації», термінів «агрегована група» та «агрегована електроустановка»;
- продовження до кінця 2023 року граничного строку введення в експлуатацію об'єктів електроенергетики або черг їх будівництва (пускових комплексів), що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії (крім енергії сонячного випромінювання), суб'єктами господарювання, які уклали договори купівлі-продажу електричної енергії за «зеленим» тарифом до 31 грудня 2019 року;
- надання права експорту електричної енергії, виробленої з альтернативних джерел енергії, гарантованим покупцем;
- надання можливості виробникам електричної енергії з відновлюваних джерел енергії, яким встановлено «зелений» тариф, виходити з балансувальної групи гарантованого покупця, здійснювати самостійний продаж електричної енергії на ринку та отримувати ринкову премію (модель feed-in premium);
- підвищення гнучкості аукціонної моделі підтримки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії з урахуванням провідного світового досвіду, а саме:
 - надання підтримки за результатами аукціону з розподілу квот через викуп електричної енергії за механізмом ринкової премії (модель контрактів на різницю) замість фіксованого тарифу;
 - спрощення вимог до учасників аукціонів;
 - проведення аукціонів на будівництво об'єктів відновлюваної енергетики разом з установками зберігання енергії;
 - визначення окремих годин доби, протягом яких може надаватися підтримка за результатами проведення аукціону;
 - визначення профілів навантажень об'єктів відновлюваної енергетики, щодо яких за результатами аукціону набуто право на підтримку.

Для реалізації положень законодавчих актів щодо розвитку відновлюваної енергетики на ринкових засадах Кабінетом Міністрів України та НКРЕКП прийнято ряд нормативно-правових актів, ключовими з яких є:

- постанова Кабінету Міністрів України від 1 березня 2024 року № 232 «Про внесення змін до постанов Кабінету Міністрів України від 23 травня 2018 р. № 420 і від 27 грудня 2019 р. № 1175», яка врегульовує питання вдосконалення аукціонної моделі підтримки об'єктів відновлюваної енергетики;
- постанова Кабінету Міністрів України від 27 лютого 2024 року № 227 «Про запровадження гарантій походження електричної енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії», якою затверджені Порядок видачі, обігу та погашення гарантій походження електричної енергії, виробленої з

відновлюваних джерел енергії і Порядок визначення екологічної цінності електричної енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії;

- постанова НКРЕКП від 24 січня 2024 року № 178 «Про внесення змін до деяких постанов Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», якою, зокрема, імплементовано механізм ринкової премії;

- постанова НКРЕКП від 29 грудня 2023 року № 2651 «Про затвердження Порядку продажу та обліку електричної енергії, виробленої активними споживачами, та розрахунків за неї»;

- постанова НКРЕКП від 27 грудня 2023 року № 2624 «Про затвердження Порядку формування та ведення реєстру об'єктів електроенергетики та електроустановок споживачів (у тому числі активних споживачів), що використовують альтернативні джерела енергії для виробництва електричної енергії».

Отже, в Україні було запроваджено ринковий механізм стимулювання розвитку відновлюваної енергетики, зокрема замість моделі фіксованих платежів за «зеленим» тарифом (модель feed-in tariff) запроваджені модель ринкової премії (модель feed-in premium) для існуючих виробників за «зеленим» тарифом та модель контрактів на різницю (модель contract for difference) для майбутніх переможців аукціонів.

Відповідно до моделей ринкової премії (модель feed-in premium) та контрактів на різницю (модель contract for difference) виробники електричної енергії з відновлюваних джерел енергії безпосередньо можуть виступати як учасники ринку, самостійно продаючи електричну енергію, оптимізуючи свої доходи від виробництва та зменшуючи свої небаланси. Одночасно такі виробники мають право на отримання від гарантованого покупця надбавки у вигляді різниці між «зеленим» тарифом або аукціонною ціною та розрахунковою ринковою ціною. Для переможців аукціонів у разі, коли розмір розрахункової ринкової ціни перевищує розмір аукціонної ціни, виробник сплачуватиме відповідну різницю гарантованому покупцю. Крім того, виробники електричної енергії з відновлюваних джерел енергії вмотивовані створювати нові окремі балансувальні групи, що матимуть можливість управляти небалансами власного портфеля об'єктів у режимі реального часу і для уникнення небалансів впроваджувати нові підходи та технології прогнозування, установки зберігання енергії та заходи з управління попитом, сприяючи зусиллям оператора системи передачі щодо балансування енергосистеми [49].

Значним етапом розвитку відновлюваної енергетики України є запровадження гарантій походження електроенергії за Законом України від 30 червня 2023 року № 3220-IX «Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та «зеленої» трансформації енергетичної системи України», згідно з яким надається електронний документ, сформований на основі

відомостей з реєстру гарантій походження електричної енергії, виробленої з ВДЕ. Постановою Кабінету Міністрів України від 27 лютого 2024 року № 227 «Про запровадження гарантій походження електричної енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії» затверджено «Порядок видачі, обігу та погашення гарантій походження електричної енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії», який визначає механізми [50]:

- функціонування реєстру гарантій походження електричної енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії;
- реєстрації об'єкта електроенергетики або черги будівництва електричної станції, генерувальної установки споживача (у тому числі активного споживача) для отримання гарантій походження електричної енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії;
- видачі гарантій походження;
- обігу гарантій походження;
- погашення гарантій походження;
- проведення перевірки об'єкта електроенергетики або черги будівництва електричної станції та перевірки генерувальної установки споживача (у тому числі активного споживача), що підтверджує виробництво електричної енергії з відновлюваних джерел енергії.

Реєстр гарантій походження призначений для підтвердження походження електричної енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії суб'єктом господарювання, який виробляє електричну енергію з відновлюваних джерел енергії, споживачем, який встановив генерувальну установку, призначену для виробництва електричної енергії з відновлюваних джерел енергії, з метою забезпечення власного споживання, або активним споживачем, а також для організації видачі, обігу, погашення та анулювання гарантій походження. Дані реєстру гарантій походження використовується для інформування споживачів електричної енергії про джерела енергії в загальній структурі балансу електричної енергії, придбаній електропостачальниками та/або виробленої на їх власних генерувальних установках [50].

Постановою Кабінету Міністрів України № 227 «Про запровадження гарантій походження електричної енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії», яка набула чинності 05 березня 2024 року, затверджено [50]:

- «Порядок 1» – Порядок видачі, обігу та погашення гарантій походження електричної енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії;
- «Порядок 2» – Порядок визначення екологічної цінності електричної енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії.

Відповідно до Порядку 1 Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), є уповноваженим органом щодо видачі, обігу та погашення гарантій походження на території України, є держателем та адміністратором реєстру гарантій походження. Крім того, Порядок 1 регулює питання щодо

функціонування Реєстру, реєстрації генерувальної установки, видачі, обігу та погашення гарантій походження, порядок перевірки генерувальної установки.

Порядок 2 регулює механізм визначення екологічної цінності електричної енергії, виробленої з ВДЕ. Екологічна цінність вимірюється у кілограмах CO₂ еквівалента на 1 МВт·год електричної енергії та визначає усереднений обсяг парникових газів, який було б викинуто виробниками електричної енергії, що виробляють електричну енергію з викопних видів палива, у разі заміщення електричної енергії, виробленої з ВДЕ. Екологічна цінність зазначається в гарантії походження.

НКРЕКП проводиться робота щодо впровадження системи видачі гарантій походження, забезпечення відповідності цієї системи походження правилам ЕЕCS, що є обов'язковою умовою для визнання українських гарантій походження в країнах Європейського Союзу. Міненерго та НКРЕКП ведеться робота з Європейськими партнерами щодо визнання українських гарантій походження у державах – членах Європейського Союзу.

Запровадження гарантій походження сприятиме збільшенню попиту на електричну енергію з відновлюваних джерел енергії та доходу виробників енергії з ВДЕ, які продають електричну енергію на ринку, завдяки реалізації гарантій походження, а також зменшенню обсягу витрат гарантованого покупця, необхідних для сплати надбавки виробникам з альтернативних джерел (через отримання коштів за реалізацію гарантій походження на обсяг електричної енергії, яка реалізується за «зеленим» тарифом або аукціонною ціною).

При збільшенні кількості об'єктів відновлюваної енергетики для власного споживання гарантії походження електричної енергії з відновлюваних джерел енергії повинні також видаватися споживачам на електроенергію, не відпущену в мережу. Також запровадження системи видачі гарантій походження є важливим для майбутнього розвитку водневої енергетики в частині підтвердження походження електричної енергії з відновлюваних джерел енергії в разі виробництва відновлюваного водню.

Під час виробництва та використання енергії з відновлюваних джерел енергії слід враховувати обов'язкові вимоги в галузі охорони навколишнього природного середовища, охорони біологічного різноманіття, охорони мігруючих видів диких тварин, екологічної безпеки та санітарних норм. Розвиток відновлюваної енергетики має здійснюватися з урахуванням пріоритету вимог екологічної безпеки, визначених Законами України «Про охорону навколишнього природного середовища», «Про охорону земель» та «Про природно-заповідний фонд України», забезпечення збереження та розвитку природоохоронних територій та об'єктів, визначених Законом України «Про національну інфраструктуру геопросторових даних» (території та об'єкти природно-заповідного фонду, їх функціональні та охоронні зони, території, зарезервовані з метою наступного заповідання, території та об'єкти

екомережі, території Смарагдової мережі, водно-болотні угіддя міжнародного значення, біосферні резервати програми ЮНЕСКО «Людина і біосфера», об'єкти всесвітньої спадщини ЮНЕСКО) [24].

Висновки

Використання відновлюваних джерел для вирішення проблем енергозабезпечення населення та промисловості є надзвичайно важливим для України, що насамперед пов'язано з енергодефіцитністю й негативними тенденціями в галузі існуючої вітчизняної енергетичної системи та незадовільним станом оточуючого середовища.

Основними стримуючими факторами широкомасштабного розвитку відновлюваної енергетики України був низький рівень довіри до державної політики щодо стимулювання її розвитку, що пояснювалось відсутністю планів довгострокового розвитку енергетичного вітчизняного сектору, відміною податкових пільг для ВДЕ, зменшенням розміру «зелених» тарифів, збільшенням вартості приєднання до електромереж та перспективою штрафів за небаланс енергії тощо.

Аналіз останніх політичних рішень та введених законодавчих ініціатив показують, що вже зараз галузь відновлюваної енергетики має всі передумови для забезпечення суттєвого рівня декарбонізації економіки України – високий ресурсний потенціал відновлюваних джерел енергії, законодавчо-правову базу та державну підтримку, потужну науково-технічну базу, а також зацікавленість вітчизняних та міжнародних інвесторів. Для подальшого розвитку відновлюваної електроенергетики необхідним є врахування особливостей та потреб ОЕС України для інтеграції українського ринку електроенергії до єдиного ринку Європейського союзу та імплементації європейського законодавства.

Попри те, що війна в Україні негативно вплинула на сектор відновлюваної енергетики, нові виклики дали поштовх до пошуку та прийняття нових рішень та інструментів підтримки її подальшого розвитку, зокрема до створення децентралізованої енергетики на основі ВДЕ.

Головним завданням для нашої країни сьогодні є створення науково-технічної бази відновлюваної енергетики з метою поступової заміни в Україні традиційних методів отримання енергії на практично невичерпні екологічно чисті відновлювані джерела енергії в межах доцільної реалізації їх потенціалу. Пошук перспективних шляхів розвитку техніки та технологій на основі використання енергії відновлюваних джерел є однією з проблем, вирішення якої в Україні дасть гарантію енергетичної безпеки, що є одночасно і гарантією незалежності держави.

Серед комплексу питань щодо широкомасштабного впровадження обладнання на основі відновлюваних джерел енергії ключовими є питання суттєвого покращення техніко-економічних показників існуючого енергетичного обладнання, створення і впровадження нового устаткування, новітніх технологій та матеріалів.

Важливою передумовою розвитку галузі енергетики на основі відновлюваних джерел є створення навчально-освітньої бази щодо сучасних методів, засобів та технологій освоєння енергії основних видів відновлюваних джерел для підготовки фахівців у галузі відновлюваної енергетики – сонячної, вітрової, геотермальної, енергії малих річок, біомаси та довкілля.

Для сприяння збільшенню потенційних споживачів енергії ВДЕ серед різних прошарків суспільства необхідно проведення ефективної комунікаційної роботи з місцевими органами самоуправління з наданням економічних, соціальних та екологічних переваг проєктам відновлюваної енергетики. Необхідна розробка інформаційно-освітніх програм з метою пояснення переваг та можливостей освоєння енергії ВДЕ, надання інформації щодо оцінки технічного потенціалу різних видів ВДЕ в регіонах України.

З боку державних органів влади необхідно зробити державну політику у сфері відновлюваної енергетики більш прогнозованою за рахунок створення довгострокових стратегічних планів, спрямованих на досягнення нульового викиду вуглецю, з відповідним наповненням щодо стимулювання, гарантій та фінансової кредитної підтримки проєктів та програм залучення місцевих громад до впровадження проєктів на основі ВДЕ.

Ефективне використання наявної вітчизняної бази відновлюваної енергетики та подальше удосконалення механізмів підтримки в майбутньому може забезпечити високий рівень подальшого інноваційного розвитку значного сегмента декарбонізованої економіки України для досягнення глобальних цілей щодо виконання міжнародних кліматичних угод та забезпечення енергетичної незалежності.

Перелік посилань

1. Рамкова конвенція Організації Об'єднаних Націй про зміну клімату від 09.05.1992. URL: % [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995_044#Text

2. Паризька угода від 12.12.2015. URL: % [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995_l61#Text

3. 18 серпня 2017 року Кабінет Міністрів затвердив «Енергетичну стратегію України до 2035 року: «Безпека, Енергоефективність, Конкурентоспроможність» % [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://www.gpee.com.ua/news_item/732

4. Європейський кліматичний закон (затверджено Регламентом (ЄС) Європейського парламенту та Ради) № 2021/1119. (2021). [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://eur-lex.europa.eu/legalcontent/EN/TXT/?uri=CELEX:32021R1119>

5. Європейський зелений курс та потенційні наслідки його впровадження сусідніми державами для України http://prismua.org/green_deal_1/

6. Атом vs енергія вітру: хто переможе і якою буде енергетика України у 2050 році [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://budport.com.ua/news/16769-atom-vs-energiya-vitru-hto-peremozhe-i-yakoyu-bude-energetika-ukrajni-u-2050-roci>

7. «Концепція «зеленого» енергетичного переходу України до 2050 року» [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://mepg.gov.ua/files/images/news_2020/21012020/pdf

8. Кліматична конференція ООН схвалила компромісну підсумкову угоду [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://lb.ua/world/2021/11/14/498577_klimatichna_konferentsiya_oon_shvalila.htm

9. Україна має до 2030 р. скоротити викиди CO₂ на 65 % – постанова Кабміну [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://ua.interfax.com.ua/news/greendeal/758991.html>

10. Україна має до 2030 р. скоротити викиди CO₂ на 65 % – постанова Кабміну [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://ua.interfax.com.ua/news/greendeal/758991.html>

11. Держенергоефективності розроблено проєкт Національного плану дій з розвитку відновлюваної енергетики на період до 2030 року [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.kmu.gov.ua/news/derzhenergoefektivnosti-rozrobleno-proekt-nacionalnogo-planu-dij-z-rozvitku-vidnovlyuvanoyi-energetiki-na-period-do-2030-roku>

12. Міненерго та Американська торговельна палата продовжуватимуть співпрацю для розвитку української енергетики [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.kmu.gov.ua/news/minenergo-ta-amerikanska-torgovelnal-palata-prodovzhuvatimut-spivpracyu-dlya-rozvitku-ukrayinskoyi-energetiki>.

13. Як забезпечити 25 % енергії з ВДЕ без підтримки з бюджету [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.epravda.com.ua/columns/2022/07/25/689577/>

14. Міненерго: В Україні частка чистої енергії досягла 87,4 % [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.kmu.gov.ua/news/minenergo-v-ukrayini-chastka-chistoyi-energiyi-dosyagla-874>

15. Кудря С. О. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії / С. О. Кудря. Підручник. Київ: Національний технічний університет України («КПІ»), 2012. 495 с.
16. Мхитарян Н. М. Энергетика нетрадиционных и возобновляемых источников. Киев: Наук. думка, 1999. 314 с.
17. Розвиток відновлюваних джерел енергії в Україні. Звіт в рамках проекту «Секретаріат та Експертний хаб з енергоефективності», що впроваджується Програмою розвитку ООН в Україні за підтримки Уряду Республіки Словачія та сприяння Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства в Україні. 2017. 36 с.
18. В ЄС уперше "зелена" енергетика обігнала "класичну" [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://rubryka.com/2020/07/25/v-yes-upershe-zelena-energetyka-obignala-klasychnu/>
19. Основні результати від Bloomberg New Energy Finance <https://euea-energyagency.org/uk/novyny-ta-podiyyi/novyny-rynku/key-results-of-climatescope-2019-by-bloombergnef-2/> [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://euea-energyagency.org/uk/novyny-ta-podiyyi/novyny-rynku/key-results-of-climatescope-2019-by-bloombergnef-2/>
20. Рекорди та тренди в енергетиці 2024. Статистичний огляд Energy Institute 2024 % [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://kpmg.com/ua/uk/home/media/press-releases/2024/07/rekordy-ta-trendy-v-enerhetytsi-2024.html>
21. У 2025-му році ВДЕ стануть найбільшим джерелом енергії у світі - звіт IEA % [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://expro.com.ua/novini/u-2025-mu-roc-vde-stanut-nayblshim-djerelom-energu-u-svt-zvt-iea>
22. Сонячні та вітрові станції + акумуляторні сховища – тепер найдешевші джерела енергії у світі [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://site.ua/ira.kovalchuk/27882/>
23. Renewable Energy and Jobs – Annual Review 2018 [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <http://irena.org/publications/2018/May/Renewable-Energy-and-Jobs-Annual-Review-2018>
24. Про Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/main/902-2014-%25D1%2580#Text>
25. Кудря С. О., Репкін О. О., Яценко Л. В., Ткаленко М. Д., Шинкаренко Л. Я. Концепція Дорожньої карти розвитку водневої енергетики України на період до 2035 року. Відновлювана енергетика. 2019. № 4(59). С. 22–28.
26. НАЦІОНАЛЬНИЙ ПЛАН ДІЙ З ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://dlf.ua/ua/natsionalnij-plan-dij-z-vidnovlyuvanoyi-energetiki-v-ukrayini/>
27. Інститут відновлюваної енергетики НАН України. Історія становлення, сучасність та перспективи / За ред. С. О. Кудрі. Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2018. 94 с.

28. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України / За ред. С. О. Кудрі. Київ: ТОВ "Віол Принт", 2008. 55 с.

29. Кудря С. О. Електроенергетичний потенціал відновлюваних джерел енергії України / Матеріали XXI міжнародної конференції “Відновлювана енергетика та енергоефективність XXI століття”, м. Київ, 14–15 травня 2020 р. С. 26–33.

30. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України / за ред. С. О. Кудрі. Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2020. 82 с.

31. Інформація щодо потужності та обсягів виробництва електроенергії об'єктами відновлюваної електроенергетики [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://saee.gov.ua/sites/default/files/1_kv_2020_VDE

32. Альтернативна енергетика в Україні за рік зросла більш ніж вдвічі [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://glavcom.ua/new_energy/news/alternativna-energetika-v-ukrajini-za-rik-zroslo-bilsh-nizh-vdvichi-670283.html

33. Уряд ухвалив низку рішень для розвитку розподіленої генерації [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.kmu.gov.ua/news/uriad-ukhvalyv-nyzku-rishen-dlia-rozvytku-rozpodilenoj-heneratsii>

34. Розвиток розподіленої генерації [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://mev.gov.ua/reforma/rozvytok-rozpodilenoj-heneratsiyi>

35. Україна реалізує програму розбудови 1 ГВт розподіленої генерації до кінця року [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.mev.gov.ua/novyna/ukrayina-realizuye-prohramu-rozbudovy-1-hvt-rozpodilenoj-heneratsiyi-do-kintsya-roku>

36. Стратегія енергозбереження, енергоефективності та розвитку відновлюваних джерел енергії Дніпропетровської області на 2018–2035 роки. Дніпро, 2017. 27с.

37. Железний А. Огляд державного механізму стимулювання енергозбереження в муніципальних та житлово-комунальних будівлях Чехії. Національний екологічний центр України, www.pescu.org.ua. Київ, 2012. 10 с.

38. Яценко Л. В. Визначення ефективності застосування комбінованих енергосистем на основі відновлюваних джерел енергії. Технічна електродинаміка. Ч. 1. Київ, 1999. С. 34–41.

39. Кудря С. О., Репкін О. О., Яценко Л. В., Ткаленко М. Д., Шинкаренко Л. Я. Концепція Дорожньої карти розвитку водневої енергетики України на період до 2035 року. Відновлювана енергетика. 2019. № 4(59). С. 22–28.

40. Стоян О. Ю. Державне регулювання розвитку сфери відновлювальної енергетики в Україні: теорія, практика, механізми: монографія. Миколаїв, 2014. 387с.

41. Нормативно-правова база. Перелік законів, що регулюють ринок відновлюваних джерел в Україні [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://banisaenergy.com/uk/normatyvno-pravova-baza>.

42. Указ Президента України Про рішення Ради національної безпеки і оборони України від 2 грудня 2019 року «Про невідкладні заходи щодо забезпечення енергетичної безпеки» [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/874/2019#Text>

43. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13 квітня 2017 року. Офіційний вісник України. 2017. № 49. Ст. 1506.].

44. Ринок електричної енергії [Електронний ресурс] // – Режим доступу: https://uhe.gov.ua/diyalnist/novyy_rynok_elektroenerhiyi

45. Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії» № 2712-VIII від 25.04.2019. Відомості Верховної Ради України, № 23. 2019. С. 89.

46. Встигнути до 2030 року: чому в Україні спостерігається бум інвестицій в «зелену» енергетику і що зміниться на ринку в 2020 році? [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://getmarket.com.ua/ua/news/vstignuti-do-2030-roku-chomu-v-ukrayini-sposterigayet-sya-bum-investicij-v-zelenu-energetiku-i-sho-zminitsya-na-rinku-v-2020-roci>

47. Держава оновила умови підтримки відновлюваної енергетики [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://gpce.com.ua/news_item/396

48. Правила врегулювання небалансів на ринку електричної енергії: що змінилося [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://yur-gazeta.com/publications/practice/energetichne-pravo/pravila-vregulyuvannya-nebalansiv-na-rinku-elektrichnoyi-energiyi-shcho-zminilosya.html>

49. Про затвердження Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року та плану заходів з його виконання [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.kmu.gov.ua/news/uriad-zatverdyy-natsionalnyi-plan-dii-z-vidnovliuvanoi-enerhetyky-na-period-do-2030-roku-premier-ministr>

50. Запровадження гарантій походження електроенергії з ВДЕ в Україні [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/227-2024-%D0%BF#Text>

РОЗДІЛ 2. ВІТРОВА ЕНЕРГІЯ

Вітрова енергія належить до постійно відновлюваних джерел енергії, зобов'язаних своїм походженням діяльності Сонця. Внаслідок нерівномірного нагріву сонячними променями земної поверхні й нижніх шарів земної атмосфери в приземному шарі, а також на висоті від 7 до 12 км виникають переміщення великих мас повітря, тобто утворюється вітер, який несе колосальну кількість енергії. Сила вітру залежить від його швидкості і змінюється в дуже широких межах. Використовуючи навіть декілька відсотків енергії вітру, можна задовольнити значну частину енергетичних потреб країни.

До переваг вітрової енергії передусім відносять доступність, повсюдне поширення й практичну невичерпність ресурсів. Джерело енергії не потрібно здобувати й транспортувати до місця споживання: вітер сам потрапляє на встановлений на його шляху вітродвигун. Ця особливість вітру надзвичайно важлива для важкодоступних (арктичних, степових, пустельних, гірських і т. п.) районів, віддалених від джерел централізованого енергопостачання, і для відносно дрібних (потужністю до 100 кВт) споживачів енергії.

Основним недоліком використання вітру як енергетичного джерела є непостійність його швидкості, а отже, й енергії в часі. Вітер характеризується не тільки багаторічною і сезонною мінливістю, але також змінює свою активність протягом доби і за дуже короткі проміжки часу (миттєві пульсації швидкості й пориви вітру). Однак сучасні досягнення в галузі вітроенергетики забезпечують ефективне використання енергії вітру та широкомасштабне впровадження обладнання в різних галузях народного господарства.

Вітроенергетика – галузь науки і техніки, в межах якої розробляються теоретичні основи, методи й засоби використання енергії вітру для отримання механічної, електричної та теплової енергії, визначаються напрями й масштаби доцільного використання вітрової енергії в народному господарстві. Вітроенергетика складається з двох основних частин: *вітротехніки*, що розробляє теоретичні основи й практичні прийоми проектування технічних засобів (агрегатів і установок), і *вітровикористання*, тобто вирішення теоретичних і практичних питань оптимального використання енергії вітру, раціональної експлуатації установок і їх техніко-економічних показників, а також узагальнення досвіду практичного застосування вітроенергетичних установок.

Під «вітроенергетикою» в широкому сенсі слова розуміють сукупність знань і технологій щодо перетворення некерованої енергії вітру в керовану енергію на користь людям.

2.1. Історія розвитку вітроенергетики

Енергію вітру людина використовувала з давніх часів – спочатку в судноплаванні, а потім для заміни своєї мускульної сили. Перші кроки в цьому напрямі людство зробило з винаходом стародавніми єгиптянами більше 5000 років тому вітрила, яке перетворювало кінетичну енергію вітру на кінетичну енергію цілеспрямованого руху вітрильного судна.

Перші прості вітродвигуни застосовували за глибокої давнини в Єгипті й Китаї. В Єгипті (біля м. Александрії) збереглися залишки кам'яних вітряних млинів барабанного типу, побудованих ще в II-I ст. до н. е.

У VII ст. н. е. перси будували вітряні млини вже більш довершеної конструкції – крильчаті. Дещо пізніше, приблизно в VIII-IX ст., вітряні млини з'явилися в Київській Русі та в Європі. Починаючи з XIII ст. вітродвигуни отримали широке розповсюдження в Західній Європі, особливо в Голландії, Данії й Англії, для підйому води, помолу зерна і приведення в рух різних верстатів.

Максимальне поширення вітряних млинів спостерігалось у 1700-ті роки на рівнинах Голландії, Німеччини, Італії, Іспанії, України, Росії. У 30-х роках XVIII ст. у Голландії працювало 1200 вітроустановок, які захищали 2/3 території країни від заболочування ґрунтів. До кінця XIX ст. у Голландії нараховувалось більше 10 тисяч вітроустановок, а в маленькій Данії – 30 тисяч для побутових потреб і 3 тисячі вітродвигунів, що використовувались у промисловості [1].

Україна має багатовікові традиції використання енергії вітру. Вітродвигуни для перекачування води та помолу зерна мали масове поширення на всій її території – до 1917 року їх загальна потужність становила близько 1400 МВт.

На початку XIX ст. великий англійський фізик Майкл Фарадей відкрив явище електромагнітної індукції. Результати його досліджень започаткували еру електрифікації в історії людства. Фарадею та деяким його колегам-фізікам та інженерам вдалося розробити пристрої для генерації електричного струму, які перетворюють на електроенергію механічну енергію обертання. Оскільки в утилізації енергії вітру людство також мало величезний досвід, досить скоро були виконані перші спроби перетворювання механічної енергії вітру на електроенергію.

Перша вітрова електроустановка (ВЕУ), була побудована в Шотландії в 1887 році професором Джеймсом Білсом із Глазго (рис. 2.1) [1]. Вона мала висоту 10 м, була встановлена в саду його дачі в Мерікірку і використовувалася для заряджання акумуляторів і живлення освітлення в котеджі. Білс запропонував надмірну електрику мешканцям Мерікірка для освітлення головної вулиці, проте вони відхилили пропозицію, оскільки думали, що електрика була «роботою диявола». Хоча пізніше він побудував

ВЕУ для забезпечення аварійного живлення в місцевій лікарні та амбулаторії Монтроуза, винахід так і не завоював популярність, оскільки технологія не вважалася економічно життєздатною.

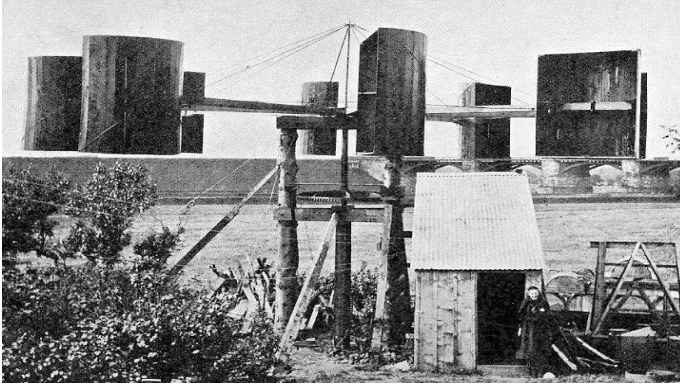


Рис. 2.1. ВЕУ Дж. Бліса

Подальший розвиток вітроенергетики перекинувся до Північної Америки, де Чарльз Ф. Бріш (1849–1929) – один із засновників американської електричної індустрії – протягом зими 1887-88 рр. побудував те, що сьогодні називається першою автоматично керованою вітровою турбіною для виробництва електроенергії. Діаметр ротора становив 17 м, і ротор мав 144 лопаті, виготовлені з кедра (рис. 2.2). Турбіна пропрацювала 20 років, протягом яких заряджала батареї в підвалі під турбіною [1].

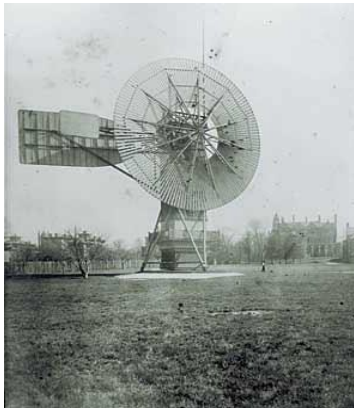


Рис. 2.2. Вітрова електрична турбіна Ч. Браша (1888 р.)

Незважаючи на значні розміри турбіни, на ній було встановлено генератор потужністю всього 12 кВт.

У 1891 році датчанин Поль ля Кур розробив електропривід з генератором, що дозволяв підключатися до найефективніших на той час за своєю конструкцією вітряних млинів (рис. 2.3) і виробляти електроенергію. До кінця Першої світової війни такі установки, потужністю до 25 кВт, набули широкого розповсюдження в Данії.



Рис. 2.3. Вітряні млини Поля ля Кура

У 1897 році він побудував модифікований варіант вітряка, який пропрацював 30 років. Поля ля Кура по праву вважають засновником вітроенергетичної науки. Найвагоміші результати його наукових досліджень:

- аеродинамічна труба для продування моделей вітряних млинів, щоб домогтися оптимальної форми лопатей вітряної турбіни;

- перші результати з вирішення проблеми нерівномірності виробництва енергії від вітряної електростанції та її споживання;

- вперше використано електроенергію від вітряка для виробництва водню електролізом. Згідно з ідеями Поля ля Кура водень використовується для освітлення, зварювання, виробництва добрив, а також для акумулювання електроенергії;

- Поль ля Кур є автором перших спеціальних курсів з вітроенергетики, засновником першої у світі наукової школи з вітроенергетики.

Цікавою є характерна для радянського часу історія Кримської ВЕС. Ініціатором її створення був нарком (міністр) важкої промисловості СРСР С. Орджоникідзе. Він відпочивав на початку 30-х років біля Чорного моря і потерпав від перебоїв з електрикою. Наркому спало на думку побудувати в Криму потужну вітрову електростанцію (ВЕС). Для виконання проекту ВЕС було оголошено всесоюзний конкурс. В цей час в Новосибірську жив наш земляк, полтавчанин Юрій Васильович Кондратюк, куди його було

безпідставно заслано радянською владою. Сьогодні ця людина відома в усьому світі як творець теорії міжпланетного польоту, яку в чистому вигляді, без жодних доповнень, через цілих сорок років було використано американцями в польоті на Місяць. Ю. Кондратюк почав виконувати проєкт ВЕС, ескіз якого було завершено в листопаді 1932 року. На конкурсі ВЕС проєкт Ю. Кондратюка було визнано найкращим.

Остаточний технічний проєкт було доопрацьовано до середини лютого 1934 року. У 1937-му на горі Ай-Петрі в Криму за підготовленими робочими кресленнями почалося будівництво фундаменту ВЕС.

На цей проєкт Кондратюк витратив майже шість років роботи. Проектна потужність ВЕС становила 12 МВт, що майже в два рази перевищувало потужність першої радянської дослідної атомної електростанції.

Вітрова електрична установка Кондратюка складалася із залізобетонного трубчастого стовбура, який конічною основою спирався на підп'ятник. Стовбур мав висоту 150 м. На висоті 120 м на стовбурі було зроблено консольний комір із залізобетону. По цьому комірці перекочувався «потяг» з візків із вертикально й горизонтально встановленими колесами. На вершині стовбура було машинне відділення з генератором і вітроколесом з чотирма лопатями діаметром 80 м (рис. 2.4). Існував і другий варіант проєкту – на 165-метровій вежі на двох ярусах розміщалися два вітроколеса діаметром 80 м кожне (рис. 2.5).

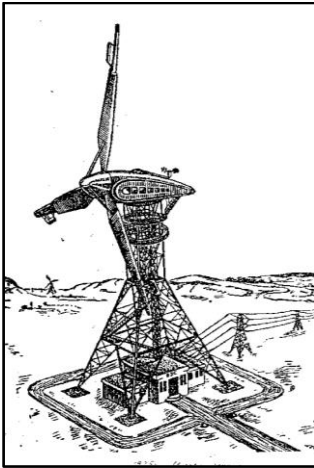


Рис. 2.4. Вітрова електрична установка Ю. Кондратюка (варіант 1)

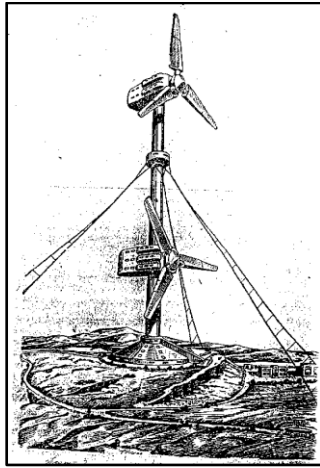


Рис. 2.5. Вітрова електрична установка Ю. Кондратюка (варіант 2)

У лютому того ж року загинув ініціатор створення ВЕС Серго Орджонікідзе. І вже 1938 року Головерного СРСР ухвалило рішення про припинення проектування й будівництва потужних вітроелектростанцій.

У 1941 році на пагорбі Грандпас-Ноб, поблизу Ратленда (шт. Вермонт, США), було споруджено генератор фірми «Smith-Putnam» (рис. 2.6), розрахований на потужність 1250 кВт при швидкості вітру 60 км/год. Висота вежі була 33 м, кожна з двох лопатей важила 8 т при їх загальній довжині 54 м.



Рис. 2.6. БЕУ «Smith-Putnam»

Підключений до енергетичної мережі, цей генератор постачав електроенергію протягом 3,5 років. Енергетична компанія використовувала вітрогенератор у комбінації з гідрогенератором, який відключався в періоди наявності вітру необхідної сили. Проте в 1945 році раптовий сильний вітер зламав одну з лопатей, відкинувши її на 280 м. Нестача матеріалу в часи війни перешкодила відновленню вітродвигуна, але його робота все ж таки довела можливість використання вітру для отримання промислової енергії.

Після Першої світової війни енергетики майже повністю втратили інтерес до вітроенергетики. Річ у тім, що на той час геологи вже відкрили значну кількість родовищ органічного палива – газу, нафти, вугілля, – розташованих у багатьох країнах світу. Ціни на енергоносії не містили в собі ні політичної, ні екологічної складових, що знецінювало переваги вітроенергетики.

Інтерес до неї повернувся в 70-х роках XX ст., після того як більшість країн – постачальників нафти, об'єднавшись, почали торгувати нафтою за ринковими принципами. У відповідь держави деяких розвинених країн світу

(Данії, США, Німеччини) «зробили ставку» на розвиток вітроенергетики. Державну підтримку отримали науково-технічні інновації у вітроенергетиці.

Закони фізики стверджують, що обсяг електроенергії, виробленої ВЕУ протягом одиниці часу, прямо пропорційний площі захоплюваної поверхні вітроколеса (або квадрату діаметра вітроколеса) і кубу швидкості вітру. Тому значні зусилля розробники ВЕУ докладають до збільшення довжини лопатей ВЕУ і до збільшення висоти осі ротора. Наслідком останнього і є збільшення швидкості вітрового потоку через зменшення його тертя об землю.

Типова сучасна ВЕУ (рис. 2.7) є грандіозною спорудою з трьома лопатями на горизонтальній осі, розташованій на висоті не менше 100 м, і вітроколом з діаметром 150 м. (Таким чином, площа захоплюваної поверхні вітроколеса більш ніж в два рази перевищує площу футбольного поля!). Потужність такої ВЕУ становить 5 МВт (5000 кВт).



Рис. 2.7. Сучасна ВЕУ General Electric GE 5.3-158

Вже на початку ХХІ ст. вітроенергетика стала найбільш інвестиційно привабливою галуззю електроенергетики з екологічно чистою найдешевшою електроенергією, виробленою без застосування імпортованих енергоносіїв.

2.2. Формування наукової бази вітроенергетики України

У 1978 році ректор Київського політехнічного інституту (КПІ), проф. Григорій Іванович Денисенко побачив перспективи комплексного

використання відновлюваних джерел енергії, виявивши при цьому неабияку далекоглядність. Він зміг переконати наділених владою високопоставлених чиновників і домогтися виділення землі й фінансів під будівництво на межі Київської і Чернігівської областей випробувального полігону «Десна» з комплексного використання відновлюваних джерел енергії (12 га).

Основна ідея будівництва – показати можливість існування невеликого поселення, не залежного від наявності централізованої мережі. У 1979 році цей полігон загалом був побудований (рис. 2.8), і на ньому почали проводитися науково-дослідні й дослідно-конструкторські роботи з комплексного використання відновлюваних джерел енергії.

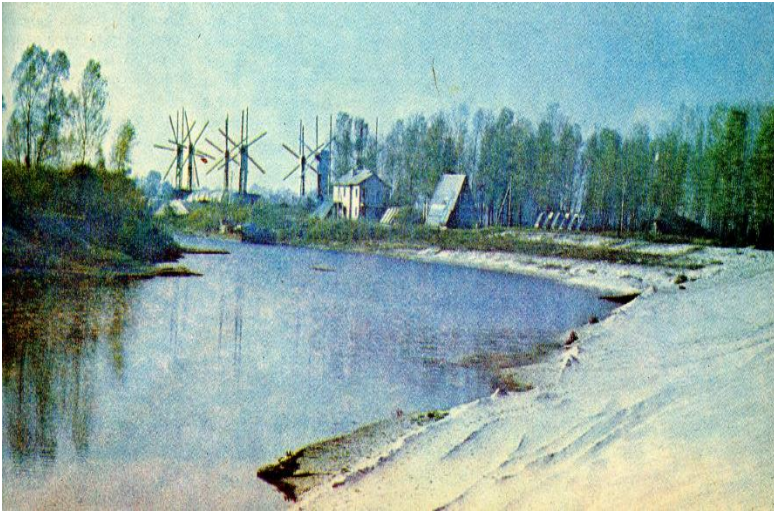


Рис. 2.8. Загальний вигляд полігону «Десна»

При створенні вітроустановок використовувались усі можливі підручні засоби. Наприклад, лопаті зі списаних вертольотів Мі-2. Замість редукторів використовувалися цій'яні передачі з кроком ланцюга 32 мм, елементи яких виготовлені на Київському заводі верстатів-автоматів. Утім, в уряді, здається, так само серйозно ставилися до проєкту, тому що деякі деталі надходили з заводів міста Краматорська та Авіаційного заводу.

На полігоні «Десна» була створена вітроелектрична станція, що складалася з восьми вітроелектричних установок по 20 кВт кожна, здатних працювати як на мережу, так і в автономному режимі. На цих вітроустановках, що були розроблені співробітниками спеціального наукового підрозділу КПІ, був проведений великий обсяг робіт з відновлення загубленого досвіду, залучення до проблеми нових поколінь молодих фахівців і студентів.

Бували й аварії. Нижче на фото зафіксований момент аварії однієї з восьми вітроустановок ВЕД-15 (рис. 2.9).

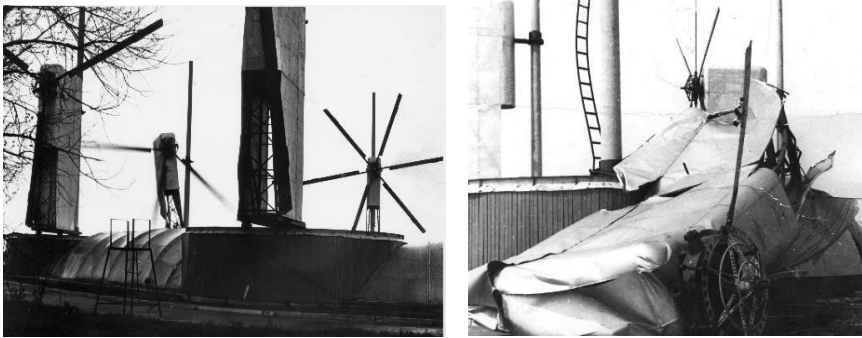


Рис. 2.9. Момент аварії вітроелектричної установки ВЕД-15 та її стан після аварії

Були на полігоні й інші установки на основі ВДЕ: теплові колектори, біогазові установки, теплові насоси, фотопанелі з концентраторами і без таких, акумулятори теплової та електричної енергії й багато іншого. Тривало відпрацювання комплексного їх застосування та створення теоретичних основ комплексного використання ВДЕ.

Ректор КПІ набрав групу молодих перспективних випускників КПІ, що закінчили заклад з відзнакою, за різними напрямками діяльності. Там були механіки, електромеханіки, хіміки, оптики. Ці люди, не маючи достатнього досвіду, з неабияким ентузіазмом самі розробляли, здійснювали авторський нагляд за виготовленням і, зрештою, експлуатували розроблені ними ж, молодими фахівцями і вчорашніми випускниками, системи. Так накопичувався досвід і створювались наукові основи вітроенергетики України.

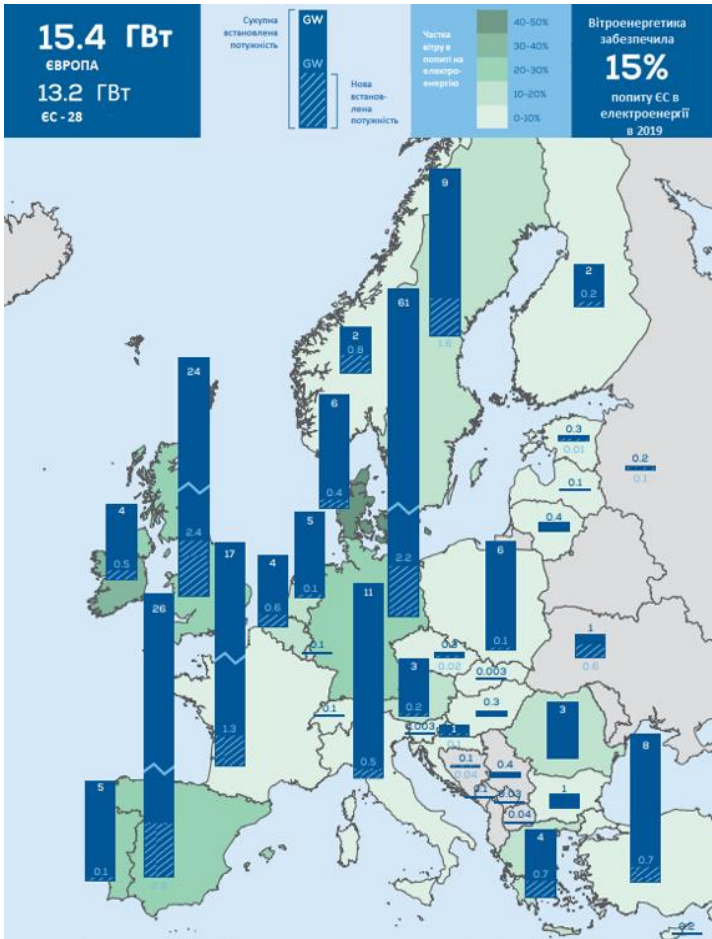
Згодом, наприкінці 80-х років, ці співробітники майже у повному складі перейшли до Інституту електродинаміки НАН України у відділення комплексного використання відновлюваних джерел енергії. У грудні 2003 року в складі Відділення фізико-технічних проблем енергетики НАН України було створено Інститут відновлюваної енергетики (ІВЕ НАН України), одним із наукових підрозділів якого є відділ вітроенергетики.

2.3. Промислова вітроенергетика, поточний стан, тенденції та перспективи розвитку

2.3.1. Вітроенергетика Європи

В Європі 2019 року встановлено нових вітрових електроустановок (ВЕУ) загальною потужністю 15,4 ГВт (з них 13,2 ГВт – у країнах ЄС). Це на 27 % більше, ніж у 2018 році. В результаті в Європі загальна встановлена

потужність ВЕС досягла 205 ГВт. У 2019 році в ЄС 28 вітроенергетика забезпечила генерацію 15 % загального споживання електроенергії. На рис. 2.10 представлено розподіл показників встановленої потужності ВЕС між країнами Європи [2]. 89 % потужності ВЕС встановлено на суші (оншорні ВЕС) і 11 % – на морі (офшорні ВЕС).



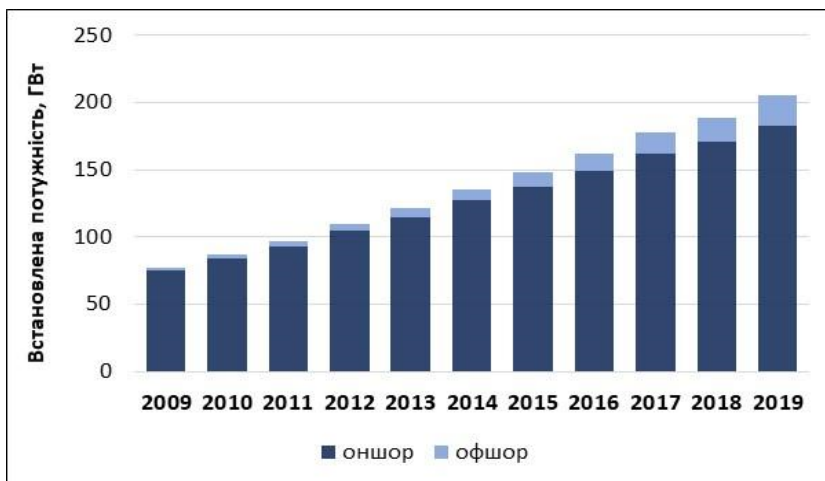


Рис. 2.11. Динаміка загальної встановленої потужності ВЕС в Європі
Підготовлено авторами за даними WindEurope (2019) [2]

Таблиця 2.1. Динаміка загальної встановленої потужності ВЕС в Європі, ГВт

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
оншор	75	84	93	105	115	127	137	149	162	171	183
офшор	2	3	4	5	7	8	11	13	16	18	22
разом	77	87	97	110	122	135	148	162	178	189	205

Підготовлено авторами за даними WindEurope (2019) [2]

Середній річний темп росту за цей період становить $\left(\frac{205}{77}\right)^{\frac{1}{10}} = 1.10$, тобто цей показник зростає за рік в середньому на 10 %. Це досить високий темп росту, що забезпечив потроєння показника встановленої потужності за вказаний період.

На рис. 2.12 подано дані для країн Європи щодо частки спожитої в 2019 році електроенергії, виробленої на ВЕС. Звідси випливає, що:

— у двох країнах на ВЕС вироблено електроенергії, обсяг якої перевищує 30 % їх споживання;

— в шести країнах на ВЕС вироблено електроенергії, обсяг якої перевищує 20 % їх споживання;

— в 13 країнах на ВЕС вироблено електроенергії, обсяг якої перевищує 10 % їх споживання.

Середній фактичний коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) європейського парку ВЕС у 2019 році становив 0,26 (0,24 для оншорних ВЕС і 0,38 для офшорних ВЕС). Ці дані представляють продуктивність всіх діючих ВЕУ, включно зі старими екземплярами, істотно зношеними як фізично (що зменшує їх коефіцієнт готовності, а з ним й КВВП), так і морально (старі моделі ВЕУ мають значно коротші лопаті, ніж нові ВЕУ, і, відповідно, значно меншу продуктивність). КВВП нових оншорних ВЕС становить 0,30–0,35, нових офшорних ВЕС – від 0,35 до 0,55. Ще одним фактором збільшення КВВП є удосконалення методів вибору ділянок для ВЕС і методів оптимізації розстановки ВЕУ на майданчику.

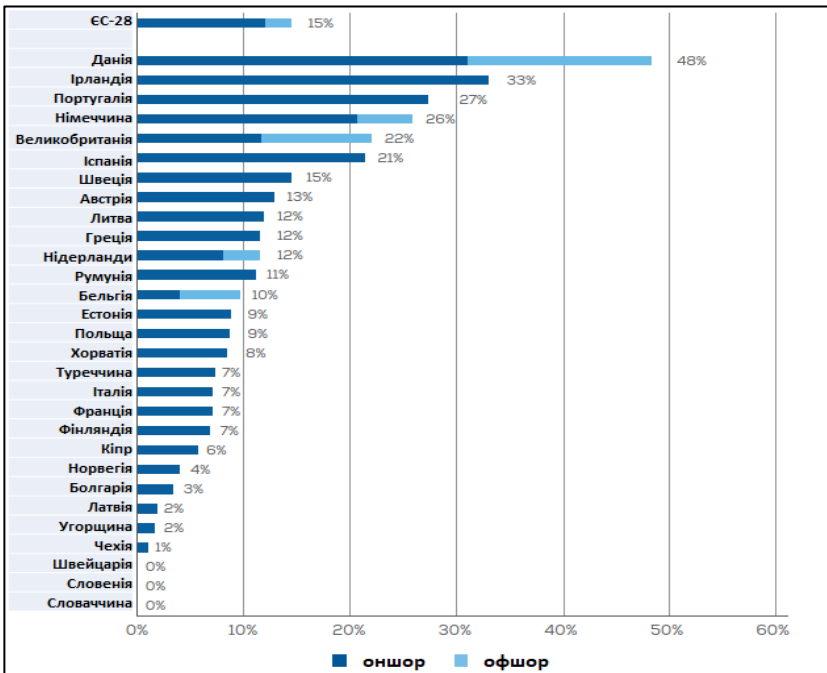


Рис. 2.12. Частка (%) спожитої електроенергії в країнах Європи, покрита вітроенергетикою у 2019 році

Підготовлено авторами за даними WindEurope (2019) [2]

Кількість і номінальна потужність ВЕУ, встановлених в Європі, значно відрізняються в різних країнах (рис. 2.13, 2.14, табл. 2.2, 2.3).

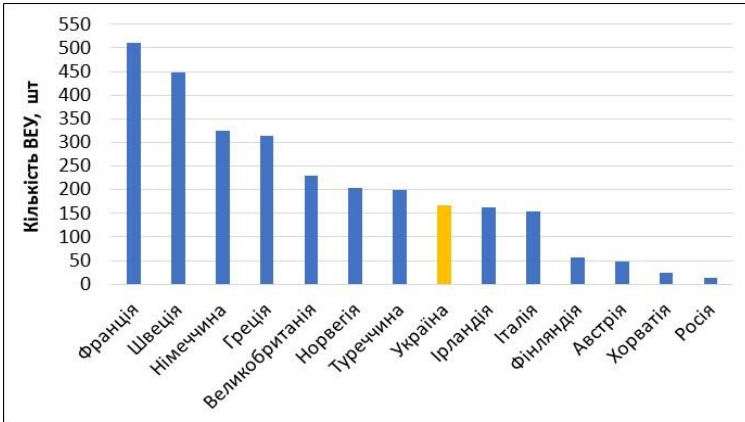


Рис. 2.13. Кількість оншорних ВЕУ, встановлених у країнах Європи в 2019 році
Підготовлено авторами за даними WindEurope (2019) [2]

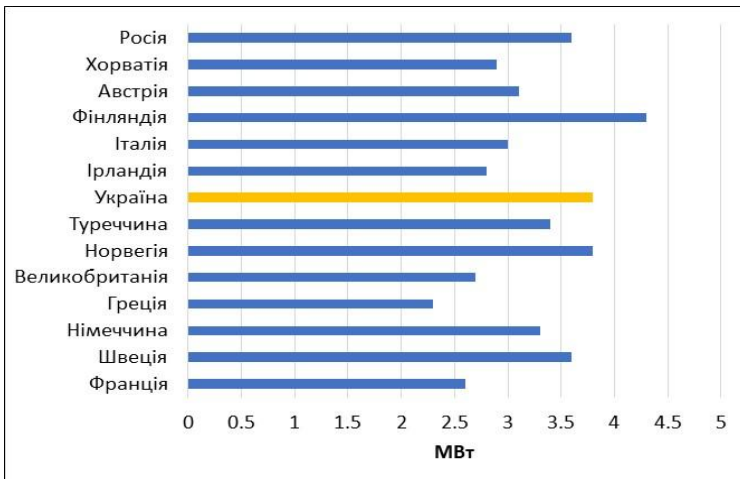


Рис. 2.14. Середня номінальна потужність оншорних ВЕУ, встановлених у Європі у 2019 році
Підготовлено авторами за даними WindEurope (2019) [2]

Таблиця 2.2. Кількість встановлених в Європі у 2019 році оншорних ВЕУ та їх середня номінальна потужність

	Франція	Швеція	Німеччина	Греція	Велико-британія	Норвегія	Туреччина
Кількість ВЕУ	511	447	325	314	230	204	200
Середня номінальна потужність ВЕУ, МВт	2.6	3.6	3.3	2.3	2.7	3.8	3.4
	Україна	Ірландія	Італія	Фінляндія	Австрія	Хорватія	Росія
Кількість ВЕУ	166	163	154	56	49	24	14
Середня номінальна потужність ВЕУ, МВт	3.8	2.8	3	4.3	3.1	2.9	3.6

Підготовлено авторами за даними WindEurope (2019) [2]

Таблиця 2.3. Кількість встановлених в країнах Європи в 2019 році офшорних ВЕУ та їх середня номінальна потужність

	Велико-британія	Німеччина	Данія	Бельгія	Португалія
Кількість ВЕУ	252	160	45	44	1
Середня номінальна потужність ВЕУ, МВт	7	6.9	8.3	8.4	8.4

Підготовлено авторами за даними WindEurope (2019) [2]

З розгляду представлених даних випливає, що в Європі має місце тенденція істотного збільшення номінальної потужності ВЕУ. В значній кількості оншорних ВЕУ цей показник перевищує 4 МВт. Офшорні ж ВЕС переходять до ВЕУ потужності 8 МВт і вище.

На рис. 2.15 подано прогноз на 2014–2035 роки інвестицій у галузі електроенергетики ЄС. Прогноз розроблено Міжнародним енергетичним агентством (IEA) для низьковуглецевого сценарію розвитку.

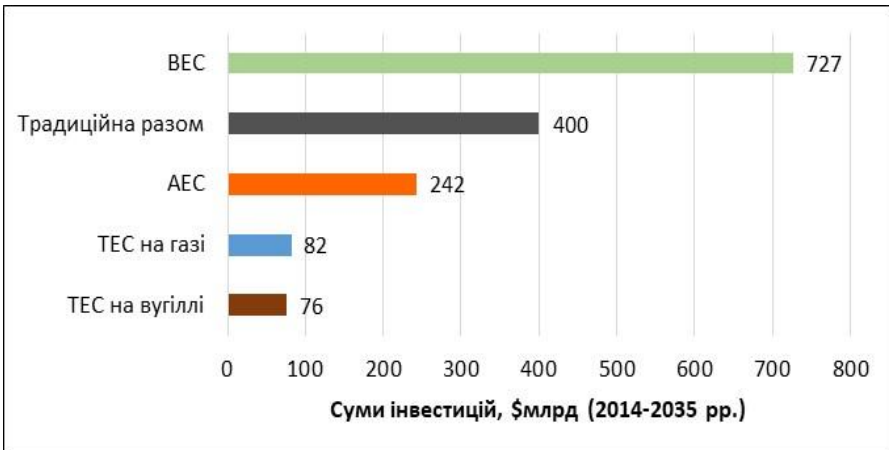


Рис. 2.15. Прогноз інвестицій в електроенергетику ЄС
Підготовлено авторами за даними *World Energy Investment Outlook*,
OECD/ IEA, 2014 [3]

На рис. 2.15 видно, що вітроенергетика є найбільш інвестиційно привабливою галуззю електроенергетики ЄС. У період 2014–2035 років інвестиції у вітроенергетику в ЄС перевищать інвестиції в усі галузі традиційної енергетики (ТЕС і АЕС) разом взяті, майже в півтора раза.

2.3.2. Світова вітроенергетика

На рис. 2.16–2.26 представлено дані щодо фактичного стану і прогнозу розвитку світової вітроенергетики.

На рис. 2.16 представлено прогноз динаміки загальної встановленої потужності оншорних ВЕС у світі. Загальна встановлена потужність оншорних ВЕС має зрости з 2018 до 2030 року в 3,3 раза з середнім річним темпом росту 1,10 (10 %).

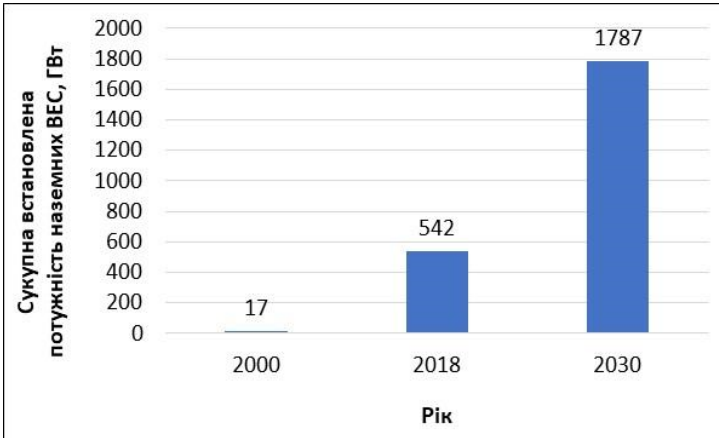


Рис. 2.16. Глобальна динаміка загальної встановленої потужності оншорних БЕС
Підготовлено авторами за даними IRENA (2019) [4]

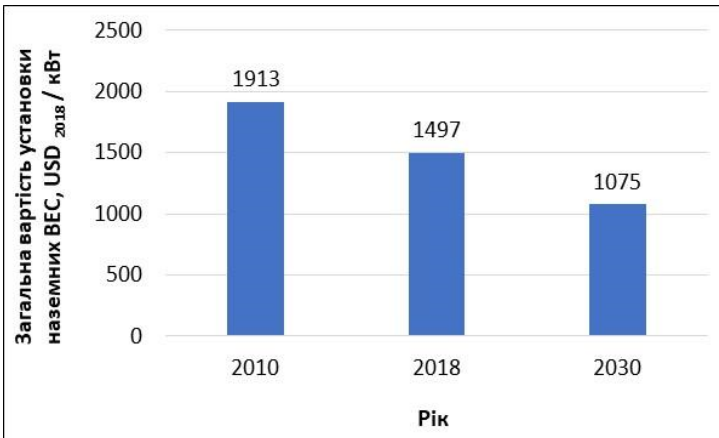


Рис. 2.17. Світова динаміка середніх питомих інвестицій в оншорні БЕС
Підготовлено авторами за даними IRENA (2019) [4]

Середні питомі інвестиції в оншорні БЕС мають знизитись з 2018 до 2030 року на 28 %.

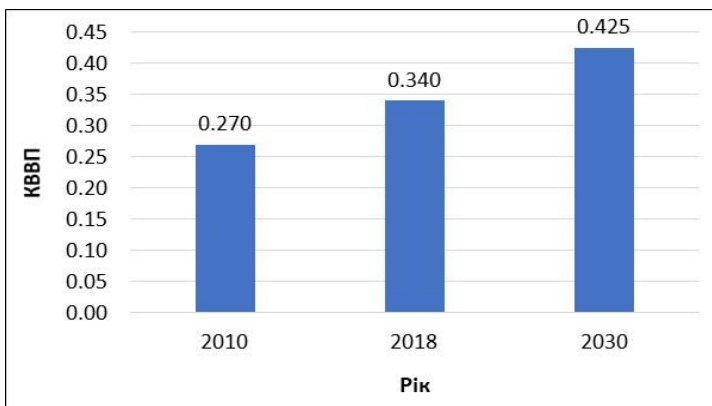


Рис. 2.18. Глобальний середньозважений КВВП нових оншорних ВЕС
Підготовлено авторами за даними IRENA (2019) [4]

Середньозважений КВВП нових оншорних ВЕС зросте з 2018 до 2030 року в 1,25 рази.



Рис. 2.19. Глобальна динаміка приведеної собівартості електроенергії (LCOE) оншорних ВЕС
Підготовлено авторами за даними IRENA (2019) [4]

Приведена собівартість електроенергії (LCOE) оншорних ВЕС зменшиться з 2018 до 2030 року в 1,5 рази.

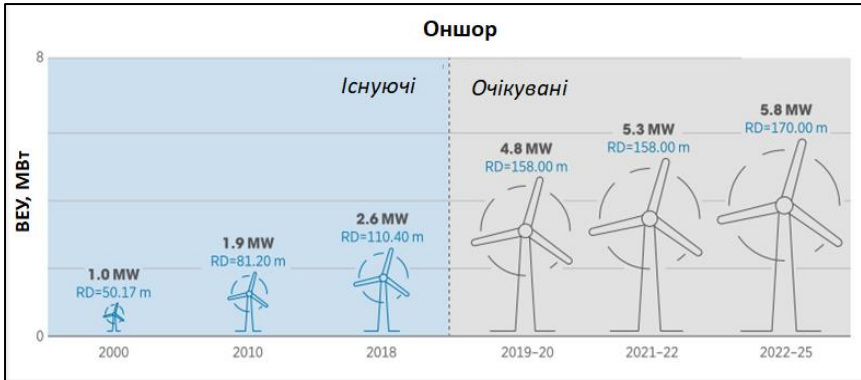


Рис. 2.20. Глобальна динаміка розміру й потужності оншорних ВЕУ [4]

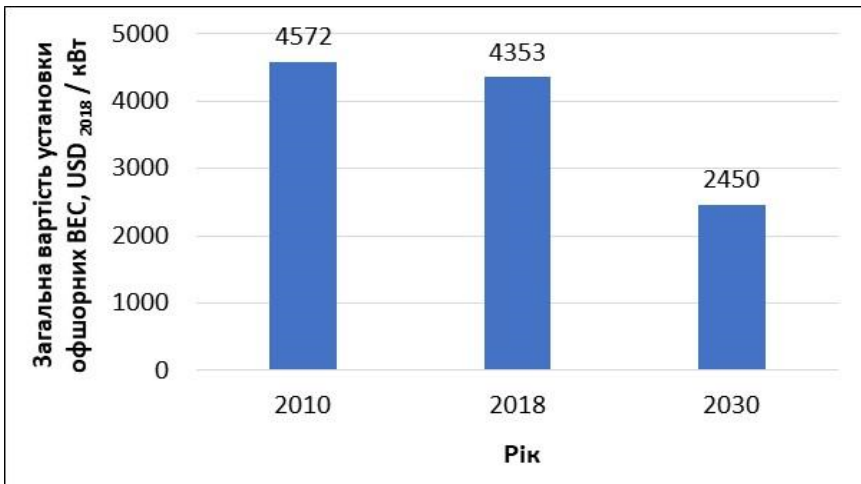


Рис. 2.21. Глобальна динаміка середніх питомих інвестицій в офшорні ВЕС
Підготовлено авторами за даними IRENA (2019) [4]

Середні питомі інвестиції в офшорні ВЕС зменшаться з 2018 до 2030 року на 44 %.

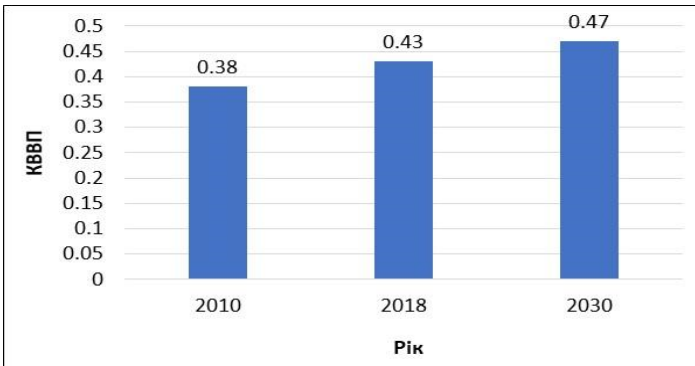


Рис. 2.22. Глобальна динаміка середньозваженого КВП офшорних ВЕС
Підготовлено авторами за даними IRENA (2019) [4]

Середньозважений КВП нових офшорних ВЕС зросте з 2018 до 2030 року на 9 %.

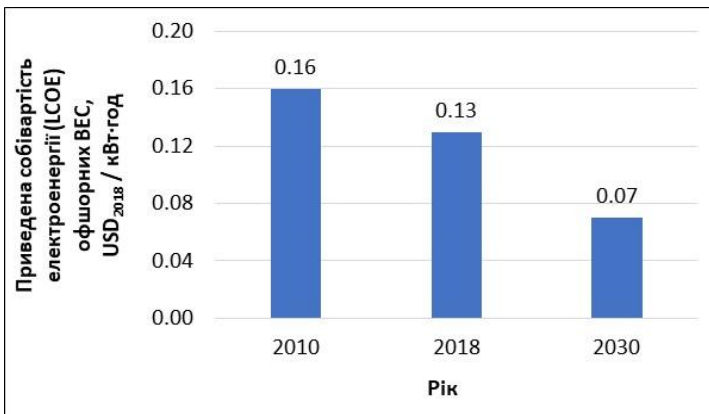


Рис. 2.23. Глобальна динаміка приведеної собівартості електроенергії (LCOE) офшорних ВЕС
Підготовлено авторами за даними IRENA (2019) [4]

Приведена собівартість електроенергії (LCOE) офшорних ВЕС зменшиться з 2018 до 2030 року на 46 %, в середньому за рік на 5 %.

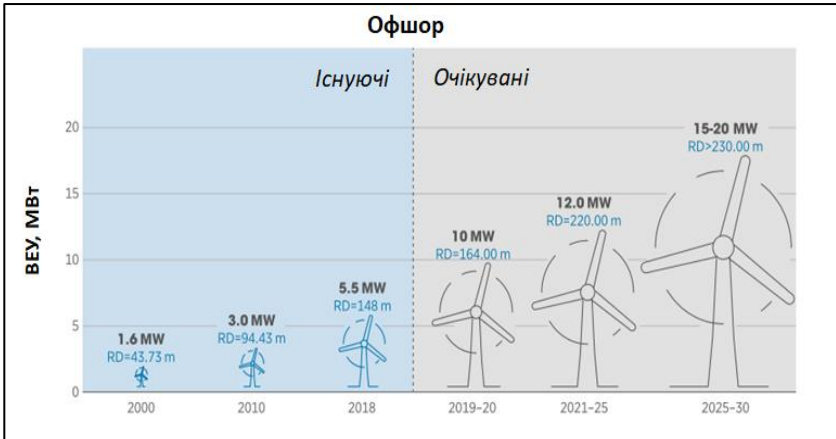


Рис. 2.24. Глобальна динаміка максимальних розміру й потужності офшорних ВЕУ [4]

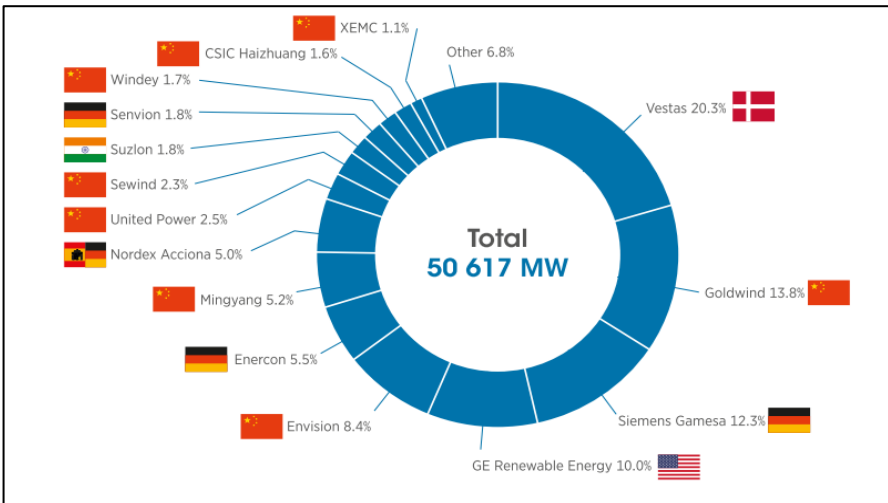


Рис. 2.25. Основні виробники ВЕУ в 2018 році [4]

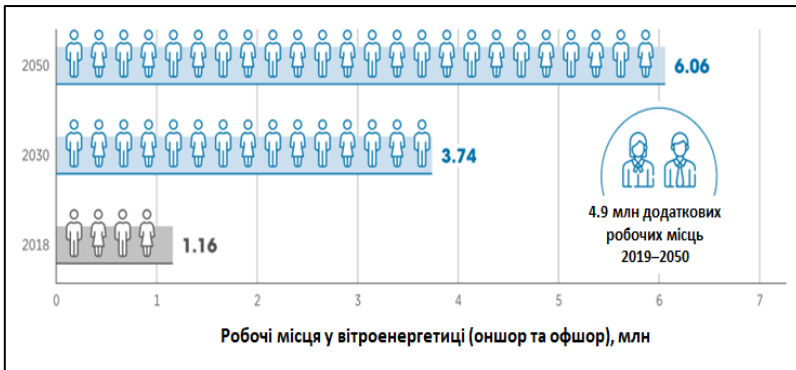


Рис. 2.26. Глобальна динаміка кількості робочих місць у вітроенергетиці [4]

Цей показник зростає з 2018 до 2030 року в 3,22 раза з середнім річним темпом росту 1,10 (10 %).

2.3.3. Вітроенергетика України

2.3.3.1. Створення промислової вітроелектроенергетики України

У 1994 році було розпочато створення вітроенергетичної галузі промисловості України на базі ринкових засад та під контролем і за підтримки держави.

Державна підтримка полягала у створенні сприятливих умов для інвесторів, яким надали ліцензії на право виготовлення в Україні вітрогурбін. Для сприяння інвесторам було прийнято необхідні нормативно-правові акти, які закріплювали права інвесторів на отримання виплат роялті за передачу технологій державним машинобудівним підприємствам, більшість з яких використовувала ці технології для конверсії військового виробництва.

Таким чином, Україна, яка отримала у спадок від Радянського Союзу одну з найбільших часток (близько 30 %) військово-промислового комплексу (ВПК), почала одночасно вирішувати проблеми створення нових екологічно чистих енергетичних потужностей і конверсії підприємств ВПК, які простоювали через відсутність оборонних замовлень.

На виконання цього завдання була спрямована «Комплексна програма будівництва вітрових електростанцій» (далі – «Комплексна програма»), затверджена постановою Кабінету Міністрів України «Про будівництво вітрових електростанцій» від 15.06.1994 № 415. Фінансування цієї програми, яке було досить обмеженим, відбувалось за рахунок збільшення на 0,75 % тарифів на весь обсяг електроенергії. В межах виконання «Комплексної програми» будувалися державні ВЕС, обладнання для яких виготовлялось

державними підприємствами України. Керування «Комплексною програмою» здійснювала Міжвідомча координаційна рада з вітроенергетики.

Промислово-технологічна база конверсійних підприємств створювалась на основі ліцензій, які були передані українській стороні провідними на той період компаніями «Кенетек Уіндпауер» (США) та «Турбовіндс» (Бельгія) для організації виготовлення ВЕУ USW56-100 потужністю 107,5 кВт (1994–2006 рр.) та ВЕУ Т600-48 потужністю 600 кВт (2003–2008 рр.).

На конкурентній основі було вибрано головний завод для виготовлення ліцензійних ВЕУ – ДП «Виробниче об'єднання Південний машинобудівний завод ім. О. М. Макарова» (м. Дніпро). На це підприємство було покладено завдання створення сучасного складального виробництва ліцензійних ВЕУ, організація кооперації машинобудівних підприємств, а також безпосереднього виготовлення деяких складних та важливих компонентів (лопатей з композитних матеріалів, веж, головних рам та ін.).

Результати виконання «Комплексної програми» за період 1994–2010 років представлено нижче.

Було створено вітроенергетичну галузь вітчизняного машинобудування, основою якої стало 31 машинобудівне підприємство, де виготовляли компоненти для ліцензійних ВЕУ.

На рисунках 2.27–2.29 представлено фотографії деяких ділянок процесу виробництва компонентів ліцензійних ВЕУ на українських машинобудівних підприємствах.



Рис. 2.27. Збирання модуля вітротурбіни Т600-48 на ДП «Виробниче об'єднання Південний машинобудівний завод ім. О. М. Макарова»



Рис. 2.28. Виробництво веж вітротурбіни Т600-48 на ДП «Виробниче об'єднання Південний машинобудівний завод ім. О. М. Макарова»



Рис. 2.29. Виробництво лопатей для вітротурбін Т600-48 на ВО «Південний машинобудівний завод ім. О. М. Макарова»

На базі ліцензійних ВЕУ побудовано шість промислових державних ВЕС:

- Новоазовська ВЕС у Донецькій обл. потужністю 25,5 МВт;
- Мирнівська ВЕС у АР Крим потужністю 26,4 МВт;
- Донузлавська ВЕС у АР Крим потужністю 18,3 МВт;
- Тарханкутська ВЕС у АР Крим потужністю 16,7 МВт;
- Східно-Кримська ВЕС у АР Крим потужністю 2,8 МВт;
- Сивашська ВЕС у Херсонській обл. потужністю 2,9 МВт.

Також побудовано експериментальну Трускавецьку ВЕС потужністю 0,75 МВт у Карпатських горах (Львівська обл.). На рисунках 2.30 і 2.31 представлено фотографії деяких перших в Україні промислових ВЕС.

На основі головного підприємства України з вітроенергетичної техніки – ДП «Виробниче об'єднання Південний машинобудівний завод ім. О. М. Макарова» – була створена система взаємодії всіх машинобудівних підприємств, залучених до кооперації виробництва вітротурбін першого та другого поколінь, що дозволяло координувати розвиток вітроенергетики України.

За рахунок інвестицій компаній ліцензіатів («Кенетек Уіндпауер» та «Турбовіндс») в обсязі 5 млн доларів США була виконана підготовка виробництва на заводах, які входили до кооперації машинобудівних підприємств, шляхом передачі цим підприємствам обладнання та сучасних технологій у галузі виробництва нових матеріалів, механічної обробки металів, ливарного виробництва та ін.



Рис. 2.30. Тарханкутська ВЕС



Рис. 2.31. Мирнівська ВЕС

У період 1994–2010 років на вітчизняних підприємствах були виготовлені 774 вітротурбіни першого покоління USW56-100 потужністю 107,5 кВт та 24 вітротурбіни другого покоління T600-48 потужністю 600 кВт, які стали основою подальшого розвитку української вітроенергетики.

Збудовані на основі ліцензійних вітротурбін, шість державних промислових ВЕС загальною потужністю 92,6 МВт стали першими об'єктами такого типу в альтернативній енергетиці у пострадянських країнах.

Була створена система підготовки кадрів для експлуатації ВЕС, яка дозволила організувати ефективну експлуатацію цих об'єктів. Так, показники експлуатації Тарханкутської ВЕС потужністю 20,7 МВт на момент її націоналізації окупаційною владою Криму становили: рентабельність ВЕС – 186 %, коефіцієнт готовності вітротурбін – 96 %.

За спільним рішенням уряду і Національної академії наук України, в її структурі була створена наукова база для української вітроенергетики, для якої основні наукові дослідження та практичні розробки виконувались Інститутом відновлювальної енергетики та Міжгалузевим науково-технічним центром вітроенергетики.

Для координації досліджень та наукового супроводу Комплексної програми будівництва ВЕС було прийнято рішення про створення Міжгалузевого науково-технічного центру вітроенергетики (МНТЦВ) на базі Інституту електродинаміки НАН України згідно з постановою Президії НАН України № 128 від 28.04.2000. До основних напрямів діяльності МНТЦВ було віднесено: формування перспективних науково-технічних напрямів розвитку вітроенергетики в Україні; організацію та проведення експертизи наукових,

технічних, соціально-економічних програм і проєктів у цій галузі; техніко-економічне обґрунтування проєктів з вітроенергетики з урахуванням основних показників типу вітрових характеристик, виробітку електроенергії та її собівартості, розміру капіталовкладень тощо.

Після створення Інституту відновлюваної енергетики НАН України у 2004 році Центр був перейменований на ДП «Міжгалузевий науково-технічний центр вітроенергетики Інституту відновлюваної енергетики НАН України».

У процесі науково-технічного супроводу Комплексної програми будівництва ВЕС було визначено перспективні території для будівництва, розроблено техніко-економічні оцінки будівництва вітростанцій, виконано моделювання для оптимальних розстановок вітроагрегатів на майданчиках вітростанцій, а також подальший аналіз і оптимізація їх роботи з використанням новітніх технічних та інформаційних технологій.

Важливим напрямом досліджень було встановлення енергетичної сумісності вітростанцій у складі електросистеми, були вирішені питання компенсації реактивної енергії вітростанцій, знижені рівні перенапруг устаткування вітростанцій у процесі експлуатації.

Станом на початок 2020 року загальна встановлена потужність ВЕС в Україні становила 1,17 ГВт.

У довоєнний час вітроенергетика України за встановленою потужністю була другою технологією серед відновлюваних джерел енергії (після сонячної енергетики). Станом на кінець 2021 року частка вітроенергетики в загальній встановленій потужності сектору ВДЕ становила 19,8%, а в загальній потужності енергетичного сектору країни – 2,97 % [5].

За даними Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), в Україні в 2021 році було введено в експлуатацію 359 МВт вітроелектростанцій, це в 2,5 раза вище від показника 2020 року (144 МВт) та в 1,2 раза вище за показник промислових СЕС, введених в експлуатацію в 2021 році. Загальна потужність об'єктів ВЕС станом на кінець 2021 року становила 1673 МВт [6].

У 2021 році українські ВЕС виробили 3866 млн кВт·год «зеленої» електроенергії, якої достатньо для задоволення річного споживання електроенергії близько 650 000 домогосподарств при щомісячному споживанні близько 500 кВт·год [7]. Завдяки генерації електроенергії за рахунок енергії вітру в 2021 році було заощаджено 1,8 млн тонн вугілля та 1171,4 тис. м³ природного газу, кількість викидів CO₂ зменшено приблизно на 3,1 млн тонн. У 2021 році обсяг інвестицій у сектор вітрової енергетики становив понад 500 млн євро, що в 2 рази менше за показник рекордного 2019 року (1 млрд євро) [5].

На початок 2022 року потужність вітрових електростанцій в Україні оцінювалася в понад 1,9 ГВт. Повномасштабне вторгнення рф в 2022 році

призвело до втрати значної частини встановлених потужностей – близько 1,4 ГВт вітрових електростанцій, які опинилися під контролем окупаційних сил у Херсонській та Запорізькій областях, тобто приблизно 75 % загальних потужностей було втрачено внаслідок військових дій та окупації.

Протягом 2022–2023 років в Україні введено в експлуатацію 227 МВт вітроелектричних потужностей. Оскільки перевагою вітрових електростанцій є достатньо рівномірний профіль генерації протягом року та вищий коефіцієнт використання встановленої потужності взимку, їх встановлення актуально для енергосистеми в умовах зростання споживання електричної енергії протягом опалювального періоду.

Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року, затверджений 13 серпня 2024 року Кабінетом Міністрів України, передбачає інтенсивний розвиток генерації з використанням енергії вітру. На основі досвіду більшості європейських країн з впровадження вітроелектростанцій в Україні може бути збільшено виробництво електричної енергії шляхом використання потужніших вітроустановок та введення в експлуатацію нових потужностей наземних вітрових електростанцій до 17 455 ГВт·год у 2030 році (загальною потужністю 6,214 ГВт). Виробництво електричної енергії морськими (офшорними) вітровими електростанціями прогнозується на рівні до 271 ГВт·год у 2030 році (загальна потужність 100 МВт) [8].

Щоб забезпечити ефективну роботу вітроенергетики на всій території України, включно зі звільненими територіями, всі ці та низка інших проблем потребують невідкладних рішень вже зараз. Оскільки терміни будівництва нових та відновлення пошкоджених під час війни ВЕС досить незначні – не більше року, залежно від проєкту, вони можуть дуже швидко компенсувати частину дефіциту генерувальних потужностей, забезпечивши постачання екологічно чистої електроенергії до енергосистеми України.

2.3.3.2. Наукові дослідження ІВЕ НАН України в галузі вітроелектроенергетики

Інститут відновлюваної енергетики НАН України став науковою базою розвитку і координації досліджень у галузі відновлюваної енергетики.

В ІВЕ НАН України дослідження за одним з основних напрямів науково-технічної діяльності – наукові основи перетворення та використання енергії вітру – здійснюються відділом вітроенергетики. Виділено два основні напрями досліджень методів використання вітрової енергії: використання енергії вітру для виробництва електроенергії в комплексі з промисловими електромережами; використання енергії вітру для виробництва електроенергії й виконання механічної роботи в автономних енергосистемах.

У межах науково-технічних і фундаментальних робіт з упровадження технологій вітроенергетики проводяться такі дослідження:

- формування перспективних напрямів освоєння енергії вітру;
- розроблення ефективних методів перетворення, використання енергії вітру, стабілізації параметрів електроенергії, що генерується;
- автоматизація й оптимізація режимів роботи вітроенергетичних установок і систем;
- наукове забезпечення розроблення, проектування, будівництва й експлуатації вітроенергетичних установок і вітроелектростанцій;
- всебічне сприяння науково-технічному, соціально-економічному розвитку вітрової енергетики.

На основі проведених наукових досліджень:

1. Спроековано бази даних характеристик вітру України на основі розроблених методик валідації даних характеристик вітру та математичного моделювання розподілу характеристик вітру на майданчику (рис. 2.32).

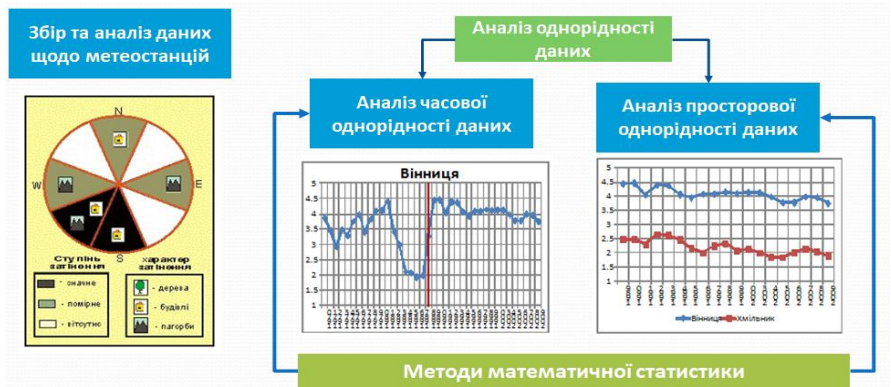


Рис. 2.32. Валідація даних довгострокових спостережень швидкості вітру на метеостанціях України

2. Вперше в Україні використано діаграми Вороного для оцінки репрезентативності інформаційного покриття території України джерелами довгострокових даних щодо характеристик вітру (рис. 2.33).

3. Спроековано аналітичну базу даних параметрів ВЕУ, розроблено методику прогнозування технічних параметрів ВЕУ.

4. Розроблено методику довгострокового прогнозування виробітку електроенергії ВЕУ на майданчику ВЕС на основі математичного моделювання вертикального профілю вітру майданчика, математичного моделювання характеристик потужності ВЕУ з пасивною й активною системами керування потужністю та удосконаленого методу МСР для оцінки виробітку електроенергії ВЕУ на майданчику ВЕС за даними короткострокових вимірювань швидкості вітру.

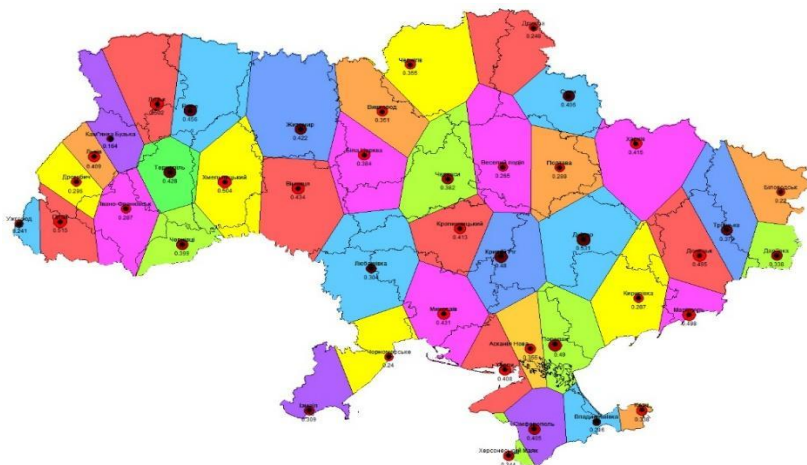


Рис. 2.33. Картографування інформаційного покриття території України джерелами довгострокових даних щодо характеристик вітру

5. Розроблено методики оцінки вітрового енергетичного потенціалу територій України та математичні методи комп'ютерного картографування вітрового енергетичного потенціалу (рис. 2.34).

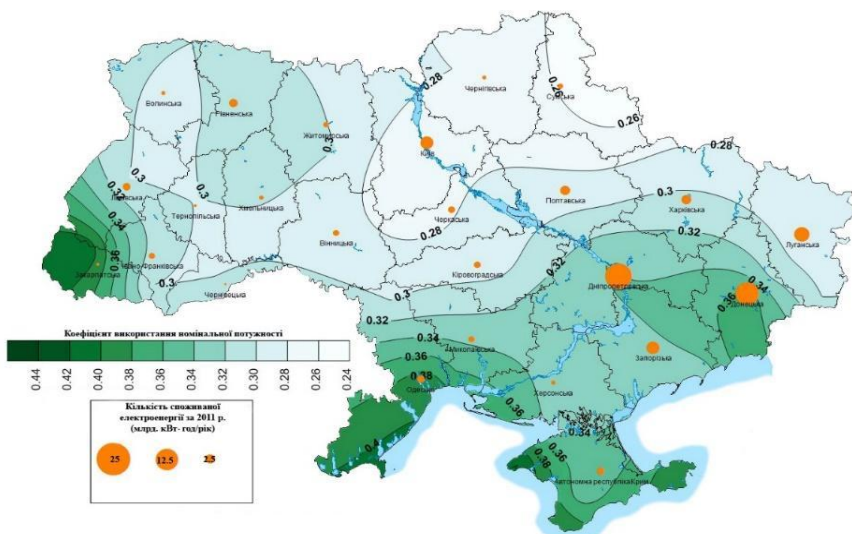


Рис. 2.34. Картографування вітрового енергетичного потенціалу території України

6. Розроблено методику математичного моделювання аналізу, прогнозу й оптимізації показників економічної ефективності інвестиційних проєктів ВЕС з урахуванням застосування відповідної кредитної, інвестиційної, амортизаційної, податкової політики (рис. 2.35, 2.36).

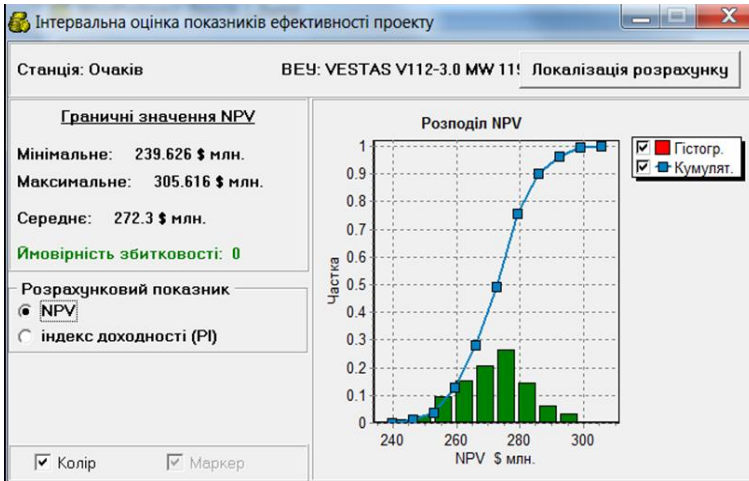


Рис. 2.35. Оцінка показників економічної ефективності інвестиційного проєкту ВЕС



Рис. 2.36. Математичне моделювання оптимізації норми реінвестування прибутку ВЕС

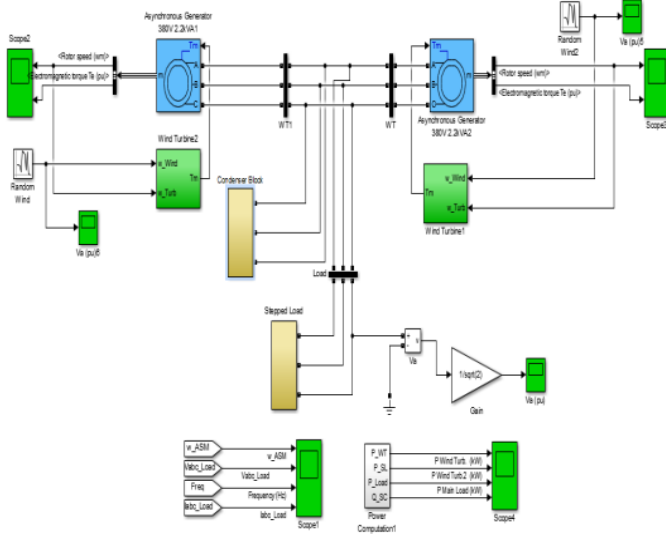
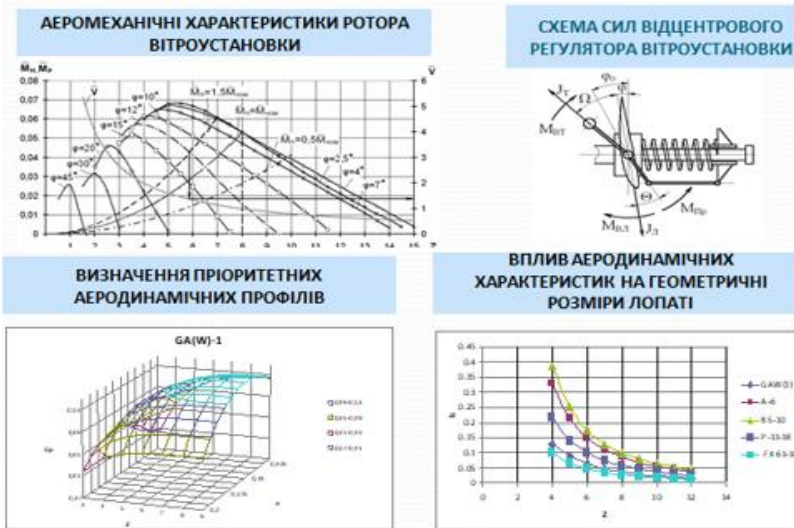


Рис. 2.38. Імітаційна модель ВЕУ з паралельно ввімкненими асинхронними генераторами в автономному режимі



Найближчими роками основними напрямками досліджень відділу будуть напрями, віднесені до *найважливіших для світової вітроенергетики*:

1. Розроблення атласів вітропотенціалу територій.
2. Реалізація вдосконаленої методики довгострокового прогнозування показників виробітку електроенергії вітровою електроустановкою.
3. Удосконалення системи економіко-математичних моделей аналізу, прогнозу й оптимізації інвестиційних проєктів ВЕС.
4. Розроблення критеріїв, математичних моделей і програмних засобів оптимізації стратегії розвитку вітроенергетики України.
5. Розроблення, моніторинг і науковий супровід реалізації антикризової Дорожньої карти комплексного розвитку вітроенергетики й машинобудування в Україні.
6. Дослідження можливостей і ефективності реалізації в Україні інвестиційних проєктів офшорних ВЕС.
7. Вітро-воднева енергетика.
8. Оптимізація режимів роботи автономних вітроенергетичних установок і систем для виробництва електроенергії й виконання механічної роботи.
9. Міжнародне партнерство.

2.4. Оцінки вітропотенціалу України

Для обґрунтування стратегічних рішень щодо розвитку електроенергетики, виникла необхідність отримання оцінок максимальної сумарної потужності технічно можливих і економічно ефективних вітрових електростанцій (ВЕС), створених на території кожної країни [9].

Останнім часом відбулись суттєві прогресивні зміни кількісних і якісних параметрів генерації електроенергії ВЕС, а саме: подовжились лопаті вітрових електроустановок (ВЕУ); збільшились висоти веж ВЕУ. Дослідження вітрових потоків показали, що вертикальні профілі вітру фактично є чутливішими до збільшення висоти над землею, ніж припускалось раніше. Крім того, має місце подвоєння номінальної потужності ВЕУ, за рахунок чого зменшуються як площі покриття ВЕС, так і питомі витрати землі, вилученої з сільськогосподарського використання. Якщо в попередніх дослідженнях придатними для ВЕС визначались лише зони Причорномор'я і Приазов'я, то внаслідок спільної дії перелічених факторів значні території в інших регіонах України, що раніше вважались непридатними для розміщення економічно ефективних ВЕС, перейшли до категорії перспективних.

Відділом вітроенергетики Інституту відновлюваної енергетики НАН України запропоновано географічний підхід до оцінювання технічно-досяжного вітропотенціалу (ТДВП) територій України. Цей підхід забезпечує

точність оцінки ТДВП, він набагато простіший, потребує значно менше витрат часу й коштів, ніж відомі підходи.

2.4.1. Географічне зонування – основа оцінки вітропотенціалу України

Оцінку потенціалу встановленої потужності українських ВЕС здійснено на основі географічного підходу. Як відомо, виробіток електроенергії ВЕС істотно залежить від природних умов розташування майданчика ВЕС. Територія суходолу України за природними умовами поділяється на чотири природні зони (рис. 2.40) [10].

Для кожної природної зони є притаманними свої однорідні географічні умови, зокрема умови вітроутворення. Водночас інші умови, природні й антропогенні, що мають значення для розміщення ВЕС, всередині кожної природної зони можуть варіюватись.

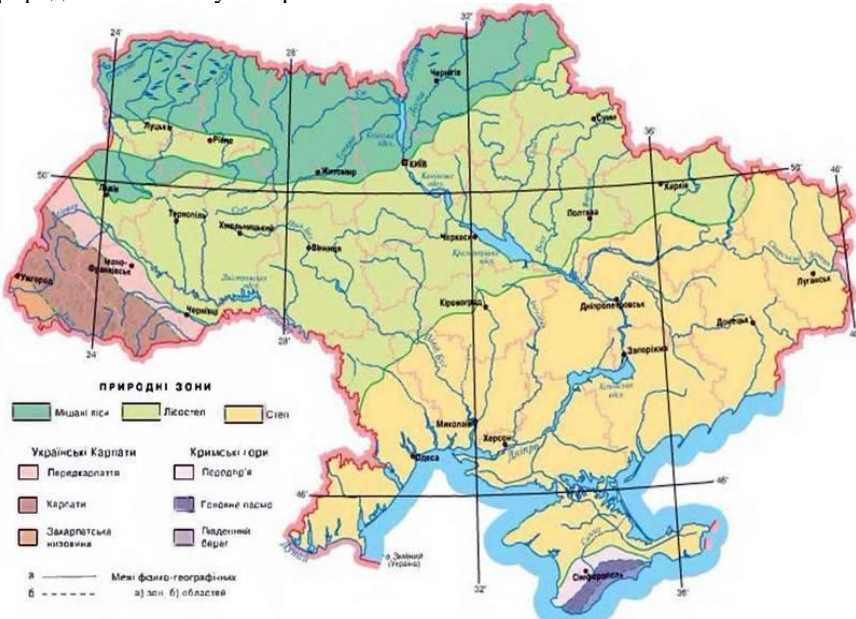


Рис. 2.40. Карта природних зон України

Найскладнішими для будівництва ВЕС є гірські райони. Будівництво ВЕС у цих районах потребує значного збільшення витрат часу й коштів на вибір майданчиків для ВЕС, доставку ВЕС і кранів, прокладання шляхів і ліній електропередачі, обслуговування тощо.

З інших причин малоприваблива для будівництва ВЕС лісова зона. Ліси є природними перешкодами вітровим потокам. Деревина, навіть значно нижчі

нижнього краю вітрокоlesa BEY, збільшують турбулентність відповідного вітрового потоку, що зменшує виробіток електроенергії BEY і прискорює її знос.

Територія зони лісостепу, що залишається після вилучення лісових ділянок і перешкод антропогенного характеру, є цілком придатною для реалізації економічно ефективних інвестиційних проєктів ВЕС.

Найпривабливішою для реалізації таких проєктів є степова зона. Сильні вітри в холодну пору року, в теплу пору року зменшують свою силу, але компенсують це зменшення додатковими локальними вітрами – бризами. Наявність у степовій зоні потужних морських портів і мереж автошляхів спрощують вирішення проблем логістики.

Землі п'яти регіонів степової зони є низькопродуктивними і, як наслідок, низьковартісними. Це – АР Крим і Миколаївська, Херсонська, Запорізька й Луганська області. Загальна площа цих земель, низькопродуктивних для землеробства, але цілком придатних і економічно вигідних для ВЕС, становить 10 000 тис. га = 100 тис. кв км.

Україна має потужні ресурси вітрової офшорної енергії (рис 2.41).

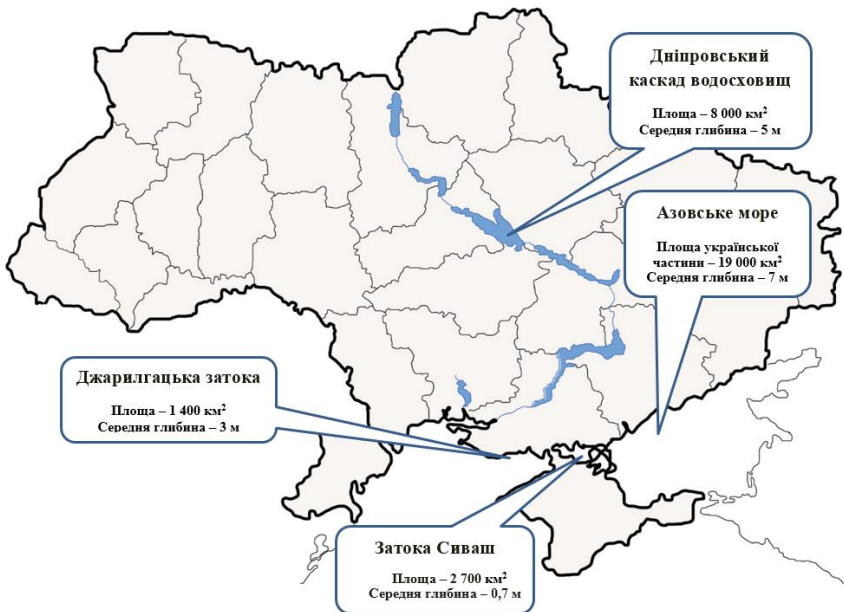


Рис. 2.41. Карта основних акваторій території України

Мілководні території акваторій Азовського та Чорного морів, Дніпровського каскаду й Дністровських водосховищ, затоки Сиваш та ін. дозволяють будувати економічно ефективні офшорні ВЕС.

2.4.2 Оцінювання потенціалу потужності вітроелектростанцій України

Припущення щодо значень параметрів:

номінальна потужність ВЕУ – 3 МВт;

щільність розстановки ВЕУ – 4 ВЕУ на 1 км² території;

мінімальний коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП)-нетто – 0,31 для оншорних ВЕС;
– 0,45 для офшорних ВЕС.

Питоме землевідведення:

- фундамент з площадкою – 0,3 га/ВЕУ;

- ПС – 0,2 га/ВЕУ;

- дороги – 0,5 га/ВЕУ;

- РАЗОМ – 1,0 га/ВЕУ (за даними фактичних витрат

землі для проектів ВЕС на базі сучасних моделей ВЕУ).

Результати розрахунків потенціалу потужності ВЕС в Україні

У табл. 2.4 і 2.5 подано результати розрахунків потенціалу потужності наземних (оншорних) і офшорних ВЕС в Україні.

Таблиця 2.4. Початкові дані й результати оцінювання потенціалу потужності наземних (оншорних) ВЕС на території України

№ з/п	Природна зона	Площа, тис. кв. км	Експертна оцінка частки території зони, придатної для ВЕС, %	Площа території для ВЕС, тис. кв. км	Кількість ВЕУ, тис. шт	Потенціал потужності ВЕС, ГВт	Площа відведеної землі, тис. га
1	Степ	240	10,0	24,0	96,0	288	96,0
2	Лісостеп	202	5,0	10,0	40,0	120	40,0
3	Ліс	113	1,9	2,2	8,6	26	8,6
4	Гори	45	0,7	0,3	1,3	4	1,3
5	Разом	600	6,1	36,5	145,9	438	145,9

Таблиця 2.5. Вихідні параметри й результати оцінювання потенціалу потужності офшорних ВЕС на території України

№	Акваторія	Площа мілководдя, кв. км	Експертна оцінка частки території зони, придатної для ВЕС, %	Площа для ВЕС, кв. км	Щільність розстановки, МВт/кв. км	Потужність ВЕС, ГВт
1	Азовське та Чорне море (укр.)	19 000	30	5700	35	199,5
2	Залив Сиваш	2500	25	625	30	18,8
3	Дніпровський каскад	6888	15	1033	25	25,8
4	Лимани	1500	15	225	25	5,6
5	Разом	29 888	25	7583		249,7

На рисунках 2.42–2.44 представлено розподіл по території України потенціалу потужності ВЕС, КВНП середньостатистичної ВЕУ тримегаватного класу та потенційного середньорічного виробітку електроенергії ВЕС [11].

З поданих в таблицях 2.4 і 2.5 та рис. 2.42–2.44 даних випливає, що географічні умови території України дозволяють побудувати 688 ГВт економічно ефективних вітроелектростанцій на базі сучасних моделей ВЕУ тримегаватного класу з відповідним річним виробітком електроенергії майже 2200 млрд кВт·год.

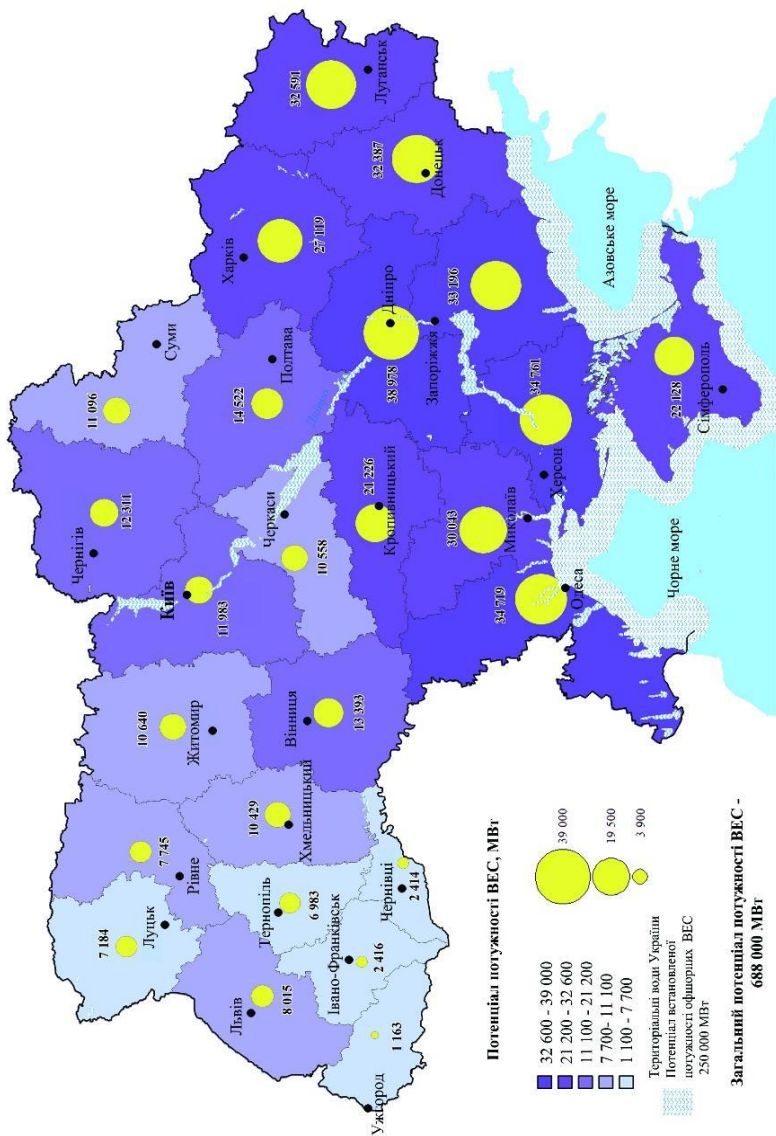


Рис. 2.42. Розподіл по території України потенціалу потужності ВЕС

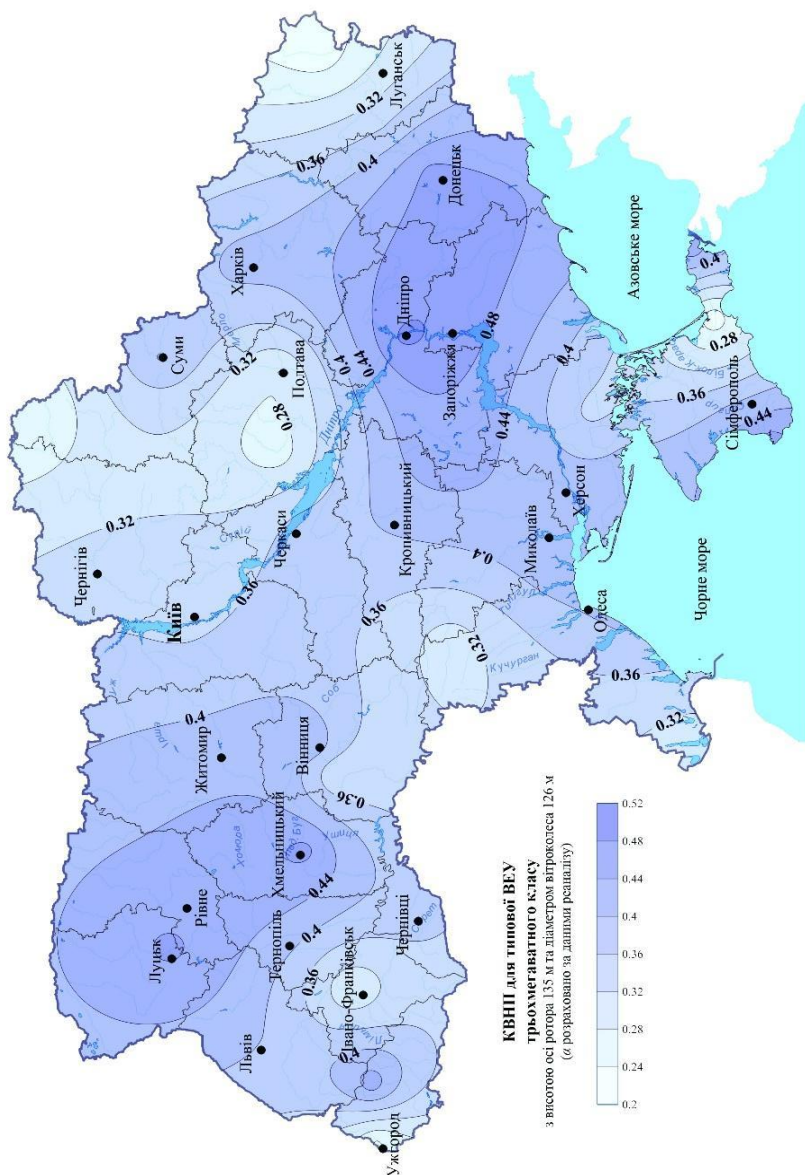


Рис. 2.43. Розподіл по території України КВНП середньостатистичної ВЕУ тримегаватного класу

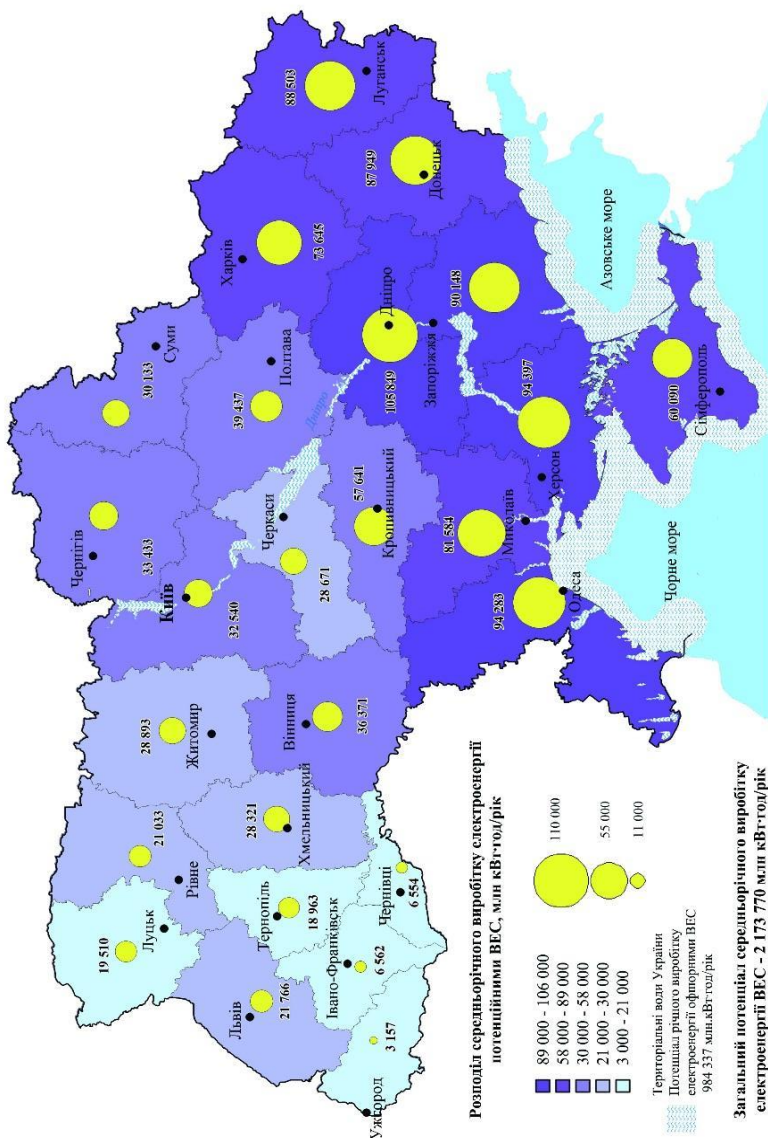


Рис. 2.44. Розподіл по території України потенційного середньорічного виробітку електроенергії ВЕС

2.5. Мала вітроенергетика

В Україні є місцевості, де енергопостачання від централізованої мережі може виявитись економічно недоцільним. Це особливо відчутно в тих випадках, коли споживачі мають відносно невелику потужність, а прокладання ЛЕП потребує великих капіталовкладень. Використання як альтернативи бензинових або дизельних електростанцій обмежене вимогами екології, доставки та зберігання палива й високими експлуатаційними витратами. В цьому разі ефективним є розвиток автономної, або малої, вітроенергетики. Останнім часом значно підвищився попит на автономні вітрогенератори для фермерських угідь та приватних будинків, і вони все частіше встановлюються в приватних володіннях.

Задача малої вітроенергетики полягає в забезпеченні надійного функціонування автономних та локальних енергосистем, що перетворюють енергію вітру на механічну або електричну енергію.

2.5.1. Особливості конструювання вітроенергетичних установок малої потужності

Вітрова енергетична установка – це агрегат, що перетворює кінетичну енергію вітру на інший вид енергії.

Залежно виду енергії, що генерується, вони можуть бути вітромеханічними або вітроелектричними.

Компоновка вітромеханічних установок (рис. 2.45) здійснюється з таких складових частин:

- Ротор – система обертових аеродинамічних елементів (лопатей), що приєднані до єдиного вала, призначена для перетворення кінетичної енергії вітру на механічну енергію обертового вала. Ротор може бути навітровим (в робочому стані розташовується відносно напрямку повітряного потоку перед опорою) і підвітровим (в робочому стані розташовується відносно напрямку повітряного потоку за опорою).

- Гондола – частина вітроустановки, що розташовується на вершині опори й служить для розміщення вузлів кріплення вала ротора, мультиплікатора, трансмісії та (або) інших елементів.

- Опора (вежа, башта, щогла) – тримає гондолу та ротор над поверхнею землі. Висота опори вибирається не тільки з умов зростання швидкості вітру, але й з урахуванням умов монтажу, ремонту, обслуговування, ваги та вартості.

- Опорно-повертальний пристрій – служить для повертання гондoli та ротора навколо вертикальної осі до напрямку повітряного потоку. Цей пристрій може мати допоміжний конструктивний елемент – віндрозу, що являє собою багатолопатевий ротор для приведення в дію опорно-поворотної системи в напрямку повітряного поток.

- Система керування поворотом гондоли – утримує вісь ротора в напрямку повітряного потоку з найменшим відхиленням (никанням).
- Трансмсія – система для передачі крутного моменту від вала ротора до робочої машини.

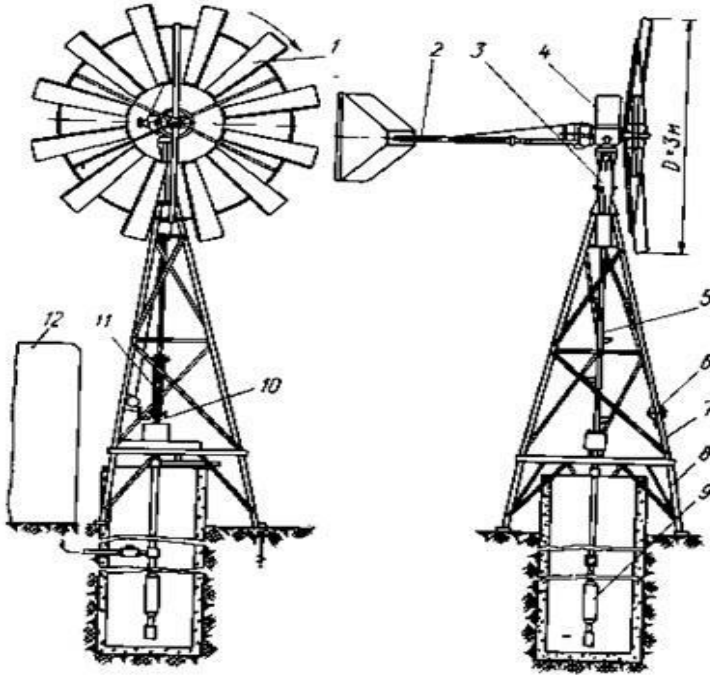


Рис. 2.45. Вітромеханічний агрегат:

- 1 – ротор; 2 – хвіст; 3 – поворотний пристрій; 4 – гондола; 5 – приводна штанга; 6 – пусковий механізм; 7 – опора; 8 – основа; 9 – насос; 10 – штанга насоса; 11 – ручний привод; 12 – резервуар

Компоновка вітроелектричних установок (рис. 2.46) здійснюється з таких самих складових частин, але має додаткові елементи залежно від режимів роботи: при безпосередньому під'єднанні на навантаження або при роботі з акумулювальними пристроями. Електрогенератор зазвичай розміщується в гондолі. Електротрансмсія здійснюється кабелями або через рухомі контакти. Автоматична система керування приймає інформацію про стан і роботу механізмів установки, обробляє її за заданою програмою та забезпечує запускання, підтримування робочих параметрів, а також зупинку установки в аварійних ситуаціях.

Лопаті є найскладнішим і найдорожчим елементом ВУ, в Україні до останнього часу не налагоджений випуск лопатей для ВУ потужністю в діапазоні 2...100 кВт. За кордоном проєктуванням і виготовленням лопатей займаються найрозвиненіші фірми: авіаційні (Boeing), аерокосмічні, суднобудівельні. Складність виготовлення лопаті для швидкохідної ВУ пояснюється високими вимогами, що висуваються до лопаті: висока міцність на розривання і вигинання, відносно невелика маса, здатність працювати в широкому діапазоні температур ($-50^{\circ}\text{C}...+60^{\circ}\text{C}$), стійкість до обмерзання, точність форми профілю лопаті, низька шорсткість поверхні тощо. Крім того, лопать має складну геометричну форму: повздовжнє гвинтове кручення, змінну хорду профілю за довжиною, обтічні торці лопатей і т. д. Указаним вимогам найбільшою мірою відповідають лопаті, виконані з композитних матеріалів, склопластиків, вуглепластика, пресованого алюмінію.

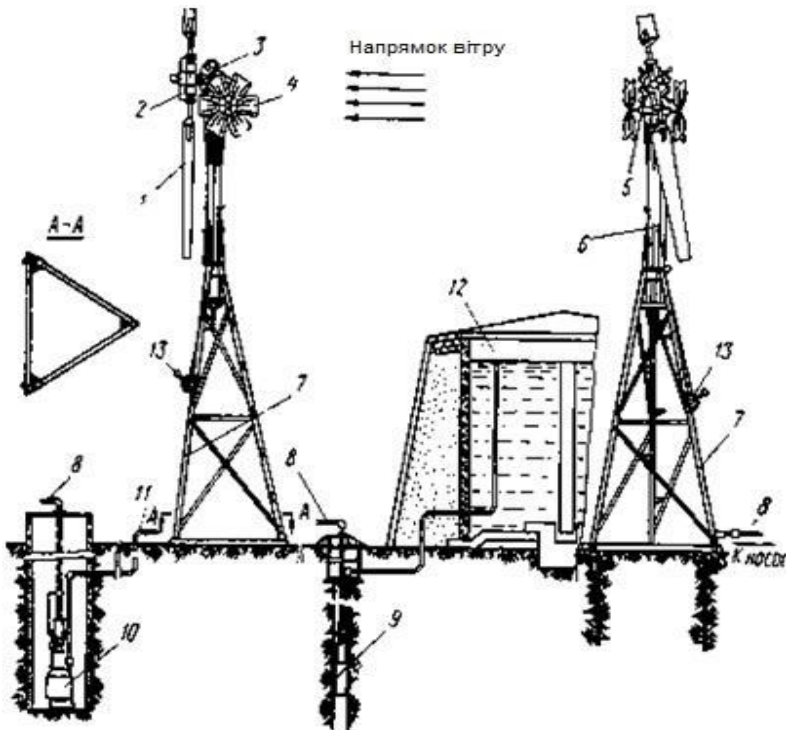


Рис. 2.46. Вітроелектричний агрегат:

- 1 – ротор; 2 – мультиплікатор; 3 – електрогенератор; 4 – віндрозиги;
- 5 – гондола; 6 – опора; 7 – основа; 8, 11 – трубопровід; 9 – занурений насос;
- 10 – пневмонасос; 12 – резервуар; 13 – пусковий механізм

Силова трансмісія утворена валом ротора вітроустановки, встановленим у підшипниках, другий кінець вала через пружну (або іншу муфту) з'єднаний з тихохідним валом мультиплікатора, що задовольняє вимогам за передавальним відношенням, крутильному моменту, швидкості обертання, умовам мастила і т. д. Швидкохідний вал мультиплікатора через пружну муфту пов'язаний з навантаженням, для якого зазвичай використовується електрогенератор (або компресор). Вітроустановка містить гальмівний пристрій (стрічковий, дисковий або колодковий), розміщений найчастіше на швидкохідному валу мультиплікатора (або на другому вихідному кінці вала електрогенератора). Гальмівний пристрій повинен забезпечувати плавне гальмування ротора без перевантажень за моментом, що може досягатися введенням до складу гальма пружної ланки (пружини) або дроселя в разі використання гідравлічного привода в гальмівному пристрої. Для зменшення перевантажень за моментом, при гальмуванні роторів часто застосовують спільно з гальмуванням вала ротора аеродинамічне гальмування поворотом лопаті, або поворотом її кінцевої частини, або гальмівним аеродинамічним щитком.

Для орієнтації ротора на вітер використовують поворот гондоли вітроустановки відносно опори, для чого застосовують опорний підшипник, встановлений між гондолою й опорою. Вітроустановки потужністю 0,1–1 кВт орієнтуються на вітер переважно за допомогою хвоста (флюгерного пристрою на консолі). Вітроустановки більшої потужності використовують для повороту гондоли на вітер віндрозний черв'ячний механізм з додатковими одним або двома малими роторами. Коли потужність вітроустановки досягає 100 кВт і більше, використовується електропривод (мотор-редуктор) з великим передавальним відношенням, який забезпечує низьку кутову швидкість повороту гондоли, для того щоб понизити величину гіроскопічного моменту, що виникає на лопатях ротора. При цьому блок керування виконавчим електродвигуном пов'язується з датчиком напрямку вітру, що встановлюється на гондолі.

При компоновці конкретної установки, розробник повинен враховувати вимоги та кліматичні умови споживача, що врешті-решт і впливає на кінцеву конструкцію вітроенергетичного агрегату.

2.5.2. Особливості використання вітроенергетичних установок малої потужності

Сама собою ВЕУ не є повноцінним джерелом енергії в звичному розумінні. Для того щоб ефективно використовувати цю енергію, її слід перетворити до необхідних параметрів, створити запас на випадки відсутності вітру, а також у разі потреби в особливих випадках зарезервувати, якщо ці періоди затишшя досить тривалі. Відповідно до цього можна визначити дві

основні групи ВЕУ малої потужності – це установки, які працюють на мережу, та автономні.

ВЕУ малої потужності які працюють на мережу, комплектуються інверторами, що забезпечують параметри електроенергії, необхідні для роботи установки з мережею.

В автономному режимі вітроустановка функціонує самостійно і може застосовуватися в поєднанні з іншими енергетичними установками як компонент комбінованої системи енергопостачання. Такі системи використовуються для водозабезпечення, електро- та тепlopостачання будинків, отримання та накопичення водню. При цьому вони можуть агрегуватися з дизель-генераторами, тепловими насосами, електролізерами тощо.

У світовій практиці й в Україні широко застосовують автономні вітрові установки з батареями акумуляторів (АБ).

Зупинимось детальніше на установці ВЕУ-08, яка в цей час серійно виготовляється в Україні на харківському ПП «Світ вітру» [12]. На рис. 2.47 представлено загальний вигляд цієї установки, а на рис. 2.48 показана схема компонування вітроустановки в комплекті з сонячними панелями.



Рис. 2.47. Трилопатєва вітроелектрична установка ВЕУ-08

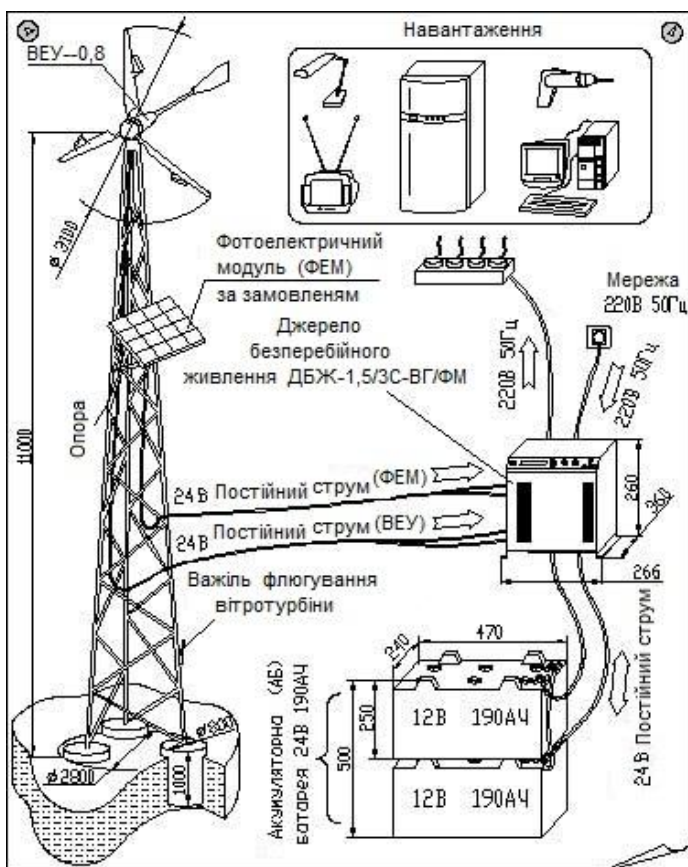


Рис. 2.48. Загальна компоновка автономної вітроелектричної системи

У сукупності з блоком управління та перетворення енергії (БУП) і АБ – це вже система автономного живлення (відповідно до прийнятої термінології – джерело безперебійного живлення з підзарядженням АБ від ВЕУ).

До складу системи автономного живлення на базі ВЭУ-08 входять:

- гондола з тихохідним електрогенератором на постійних магнітах (типу Nd-Fe-B), випрямлячем, механічним гальмом, безредукторною трансмісією, поворотним пристроєм зі струмознімачем і трилопатеvim ротором з відцентровим регулятором кутової швидкості (в регуляторі реалізований принцип регулювання Г. Х. Сабініна, але в сучасному оригінальному тлумаченні);

- БУП, що містить два зарядних пристрої (мережне й від ВЕУ), інвертор, мікропроцесор і рідиннокристалічний індикатор (РКІ), автоматично відслідковує режими роботи системи залежно від зовнішніх умов (наявність вітру, величина потужності під'єднаних споживачів) і стан АБ з урахуванням зміни зовнішньої температури, перетворює накопичену в АБ енергію в параметри мережі (220У; 50 Гц) і сигналізує споживачеві про поточні параметри системи (6 параметрів на РКІ) або про аварійні стани системи (інформація на РКІ й звуковий сигнал);

- фермова трубчаста тригранна опора з фундаментом висотою 11 м або 17 м (у базовий комплект поставки не входить);

- кислотна АБ (у базовий комплект поставки не входить через різноманітний асортимент як за ємністю, так і за ціною).

Потужність вітроелектричної системи визначена з умов середньостатистичного енергоспоживання однією родиною 100–300 кВт·год/міс.

Ця система може забезпечити:

- живлення споживачів сумарною потужністю 1,5 кВт з параметрами мережі (~ 220У; 50 Гц);

- короткочасне перевантаження до 3 кВт протягом 3–5 с в разі приєднання індукційних навантажень (електродвигуни, потужні холодильники і т. п.);

- виконання функції стабілізатора напруги, тому що при будь-яких режимах роботи блоку вихідні параметри БУП залишаються незмінними (~ 220У; 50 Гц);

- накопичення енергії в АБ з наступним її перетворенням за допомогою БУП в параметри мережі (~ 220У; 50 Гц) протягом часу, обумовленого ємністю АБ.

Таким чином, установка дозволяє гарантовано одержувати електроенергію змінного струму зі стабільними параметрами однофазної мережі для живлення комп'ютерів, освітлювальних приладів, систем автоматики й циркуляційних насосів опалювальних систем, холодильників, насосів, інкубаторів і т. д.

Вітромеханічні установки зазвичай відрізняються від вітроелектричних більшою кількістю лопатей, меншими обертами ротора та більшим крутним моментом. Такі їх особливості дозволяють агрегатування з механізмами, що потребують значних крутних моментів, а саме: підйом води з великих глибин за допомогою поршневих насосів, привід сільськогосподарських машин таких як млини, корморізки, січкарки та ін. [13]. У 50-х роках була розроблена установка УТВ-5, яка випускалась Херсонським комбайновим заводом для використання на невеликих сільськогосподарських об'єктах саме як привід сільськогосподарських машин. На сьогоднішній день вітромеханічні

установки використовуються здебільшого як вітронасосні установки. На рис. 2.49 показана установка ВВПУ-2,5.



Рис. 2.49. Багатолопатева вітронасосна установка

У разі використання вітронасосних установок ви в змозі забезпечити своє господарство водою, і, якщо маєте бажання, організувати незалежну систему крапельного зрошення (мікрозрошення), яка вже встигла показати свою перспективність в Ізраїлі та частково в Україні.

Отже, що таке крапельне зрошування? Згідно з посібником до ДБН В.2.4-1-99 «Меліоративні системи і споруди» крапельне зрошування є одним із основних елементів технології вирощування плодових, ягідних та виноградних насаджень і їх розсадників, овочевих та багатьох інших сільськогосподарських культур рядкової посадки, які мають комерційну цінність. Системи крапельного зрошування призначені для створення в зонах зволоження кореневого шару ґрунту оптимального водного режиму для розвитку зрошуваних культур.

Розглянемо детальніше переваги мікрозрошення на прикладі овочівництва (за матеріалами досліджень фахівців Інституту водних проблем і меліорації НААН України).

Відомо, що сільськогосподарське виробництво в цілому і овочівництво зокрема характеризуються великим ступенем різного роду ризиків. З огляду на те, що овочеві культури відрізняються від інших високими вимогами до кількості води, на сьогодні основним інструментом мінімізації природних ризиків в овочівництві відкритого ґрунту є використання для поливання систем крапельного зрошення (СКЗ), а також комбінованих СКЗ та мікродощування або дрібнодисперсного зрошення.

Довгострокові метеорологічні спостереження в зоні нестійкого та недостатнього зволоження (а це 70 % території країни: зона лісостепу та степу) засвідчують той факт, що вірогідність несприятливого режиму випадання опадів впродовж вегетативного періоду овочевих культур становить приблизно 100 %. Звідси випливає, що ризик недобору врожаю овочевих культур з незрошуваної ділянки також наближається до 100 %.

Сучасні системи зрошення здатні підтримувати необхідний для рослин режим вологості та мінерального живлення ґрунту, в такий спосіб практично повністю нівелюючи несприятливий вплив погодних факторів. Показовими в цьому відношенні є досліді Інституту водних проблем і меліорації НААН України на культурах моркви (Кам'янсько-Дніпровська дослідна станція, Запорізька обл., 2004–2006 рр.) і томатів розсадних (Брилівська дослідна станція, Херсонська обл., 2009–2011 рр.). Результати цих досліджень засвідчують, що доволі значні коливання кількості, а також режиму надходження ефективних опадів не впливають на процес формування врожайності моркви й томату розсадного. І навпаки, дані цих та інших досліджень підтверджують, що в незрошуваних умовах величина врожайності всіх овочевих культур у центральних та південних регіонах України перебуває в прямій залежності від вологозапасів у ґрунті, тобто від надходження ефективних опадів (табл. 2.6).

Крім того, крапельне зрошення на відміну від дощування виключає ризик водної ерозії, знижує ризик вторинного засолювання та осолонення ґрунтів, значно знижує ризики зараження рослин грибовими та бактеріальними хворобами, не створює сприятливих умов для росту й розвитку бур'янів. Говорити про вартість систем крапельного зрошення в умовах нестабільності валют немає сенсу. Слід вказати термін окупності. Термін окупності зазначених систем такий:

- для овочевих культур – один сезон;
- для садових культур – після початку плодоношення – 2 роки (до цього 2 роки вони не плодоносять);
- для виноградників – 3 роки від початку плодоношення (теж приблизно 2 роки).

Таблиця 2.6. Дані за врожайністю пропашних культур на ділянках крапельного зрошування у порівнянні з богарними умовами

№ п/п	Сільськогосподарська культура	Врожайність у т/га при крапельному зрошуванні	Врожайність у т/га без крапельного зрошування
1	Томат розсадний*	152,0	55,3
2	Баклажан розсадний*	47,5	33,6
3	Перець солодкий розсадний*	66,8	33,7
4	Морква	70,0	40,2
5	Картопля рання	76,1	24,4
6	Кукурудза цукрова	17,4	8,2
7	Цибуля ріпчаста	52,6	4,3
8	Соя	4,1	1,6
9	Буряк цукровий	115,4	35,2

*Примітка: В технології вирощування культур передбачалось поливання (від 3 до 5 разів) для приживлення розсади.

Отже, підсумовуючи, маємо можливість констатувати, що технології на основі використання систем крапельного зрошування для проведення поливання та внесення добрив і хіммеліоратів з поливною водою, застосування високопродуктивних сортів та гібридів, своєчасне та якісне виконання всіх агротехнічних засобів забезпечує:

- високу продуктивність огірків, до 80–100 т/га, томатів – 80–120 т/га, перцю солодкого – 50–60 т/га, цибулі – 80–100 т/га нормативної якості;
- оптимальний водний та поживний режими відповідно до біологічних особливостей розвитку рослин та ґрунтово-кліматичних умов їх вирощування;
- проведення без перешкод всіх агротехнічних заходів;
- економію поливної води порівняно з традиційними способами зрошування в 1,5–4 рази, залежно від схеми посадки, фази розвитку рослин, ґрунтово-кліматичних умов;
- економію добрив за рахунок внесення їх з поливною водою на 30–50 %;
- зменшення витрат ручної праці на експлуатацію та технічне обслуговування систем мікрозрошування за рахунок повної автоматизації процесу водорозділу.

2.5.3. Практичні рекомендації при виборі та використанні вітроустановок малої потужності

Алгоритм покрокових дій потенційного споживача при виборі та використанні вітроустановок малої потужності представлено нижче [14].

1. Визначити, з якою метою ви бажаєте встановити вітроелектричну систему (ВЕС) і що від неї можна очікувати.

Для відповіді на це питання, необхідно відразу усвідомити, що вітер – це непередбачуване й непостійне джерело енергії. Отже, власник вітроустановки отримує можливість використовувати її в таких випадках:

- як автономне джерело енергії в місцях, де відсутнє централізоване електропостачання;

- як резервне джерело енергії для економії споживання електроенергії від централізованої мережі й забезпечення електропостачання відповідальних споживачів у разі її зникнення;

- як установка, яка працює на мережу, і ви будете отримувати кошти від продажу електроенергії за «зеленим» тарифом.

Крім того, у другому випадку вирішується задача збереження дороговартісного обладнання, вихід з ладу якого обумовлений незадовільною якістю енергії в мережі, особливо в сільській місцевості.

2. Вибрати вітроустановку (ВЕУ).

У загальному випадку все різноманіття ВЕУ можна поділити на дві великі групи:

- вітроустановки, що використовують силу лобового тиску (барабанні, багатолопатеві горизонтально-осьові, карусельні, ротори Савоніуса, вітрильні і т. д.);

- вітроустановки, що використовують аеродинамічну підйомну силу (ротори Дар'є, швидкохідні горизонтально-осьові ВУ).

Відомо, що потужність, яку розвиває пристрій, визначиться з виразу:

$$N = C_p \frac{1}{2} \rho \cdot V^3 \cdot F \quad (2.1)$$

де $\rho = 1,25 \text{ кг/м}^3$ – густина повітря при нормальних атмосферних умовах; V – швидкість вітру, в м/с; F – площа, через яку цей вітрової потік проходить (площа обмаху), в м^2 ; C_p – коефіцієнт використання енергії вітру чи коефіцієнт потужності.

Величина коефіцієнта потужності визначає ту частину енергії, яку можливо відібрати у вітрового потоку певним вітроприймальним пристроєм. Для ВУ першого типу коефіцієнт використання енергії зазвичай не перевищує $C_p < 0,1$. Для установок другого типу, на сьогодні, $C_p = 0,3 \dots 0,5$.

Враховуючи, що у ВЕУ першої групи коефіцієнт використання енергії вітру значно нижче, ніж в установках другої групи, що призводить, відповідно, до вищої в кілька разів металоємності, а також те, що вони дуже погано піддаються регулюванню, то вони на сьогоднішній день практично ніде не використовуються.

До ВУ другої групи належать класичні горизонтально-осьові ВУ та вертикально-осьові ротори Дар'є. При незаперечних перевагах роторів Дар'є

(силова трансмісія й електрогенератор розташовуються зазвичай на землі, відсутність механізму орієнтації на вітер) їм властивий суттєвий недолік, а саме, за один оберт ротора аеродинамічна підйомна сила змінює величину й напрямок відносно лопаті, що призводить до складних знакозмінних динамічних навантажень як на лопаті, так і на підшипники, що веде до руйнування елементів ВУ від втоми. Цей фактор обмежує їх широкомасштабне використання.

Підсумовуючи зазначимо, що на сьогодні найбільше використовуються горизонтально-осьові ВУ.

З виразу (2.1) видно, що потужність, яку розвиває вітровий потік, пропорційна швидкості вітру в кубі, тобто збільшення швидкості вітру, наприклад, в два рази приводить до збільшення потужності у вісім разів. Цю потужність необхідно якимось чином обмежувати. Обмеження можливо домогтися або зменшенням коефіцієнта потужності C_P , або зменшенням площі обмаху F . На практиці це здійснюється зміною кута атаки лопатей (поворот лопатей) або відведенням всього ротора (вітроколеса) з-під вітру. Тобто необхідно констатувати, що ВУ має бути обладнана або системою регулювання потужності, або системою захисту.

3. Визначити наявність необхідної для ефективної роботи ВЕУ швидкості вітру.

Як видно з виразу (2.1), швидкість вітру є визначальною при обчисленні потужності ВУ. Але яка це швидкість вітру, яке її значення необхідно підставити в цей вираз, щоб визначити потужність?

Якщо прийняти за розрахункову (номінальну), по якій ведеться розрахунок на міцність вузлів ВУ і підбирається потужність електрогенератора або насоса, середньорічну, то ми просто відкинемо всю енергію, яка виробляється при швидкостях вітру, що перевищують значення V_{cp} (рис. 2.50).

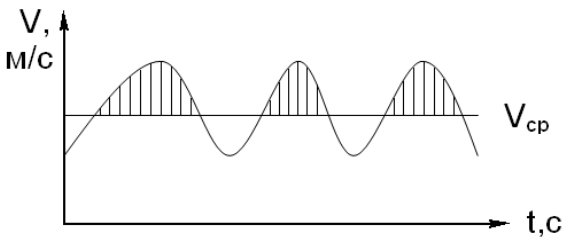


Рис. 2.50. Середньорічна швидкість вітру

Так за якої ж швидкості вітру розраховувати саму ВУ і кількість енергії, що вона зможе виробити за певний період часу? На основі практичного

досвіду і даних літератури було прийнято, що ця швидкість вітру, звана розрахунковою або номінальною V_n повинна бути в межах:

$$V_n = (1,25 \div 2) V_{cp} \quad (2.2)$$

Причому нижнє значення цього діапазону (1,25) характерне для ВУ, використовуваних в сільському господарстві для виконання механічної роботи й участі в якомусь технологічному процесі. Для таких ВУ важливіше функціонування протягом більшої кількості годин у році, ніж зменшення річного виробітку за рахунок недовикористання швидкостей вітру, що перевищує V_n . Перевага віддається гарантуванню (звичайно не на 100 %) безперервності технологічного процесу.

Для вітроелектричних установок, що призначені для вироблення електроенергії, а тим більше мають накопичувач енергії у вигляді АБ, основним завданням є використання якомога більшої кількості енергії з вітрового потоку за певний період часу. Тому в таких БЕУ значення коефіцієнта при V_{cp} приймається ближче до 2.

До значення розрахункової швидкості вітру V_n необхідно ставитися дуже уважно. Припустимо, замовнику реалізували БЕУ потужністю 5 кВт, але не уточнили при якій швидкості вітру він цю потужність розвиває. Що це означає? А це означає лише те, що там встановлений електрогенератор потужністю 5 кВт і нічого більше. Повернемося до аналізу виразу (2.2).

Приймемо за розрахункову швидкість вітру $V_n = 10$ м/с. Тоді $V_n^3 = 10^3 = 1000$. А якщо взяти $V_n = 8$ м/с, то $V_n^3 = 8^3 = 512$. Інакше кажучи: БЕУ, яка в нашому прикладі розвиває потужність 5 кВт при 10 м/с, при $V_n = 8$ м/с розвиватиме потужність майже в 2 рази меншу.

Для більшості регіонів України значення середньорічної швидкості вітру становить $V_{cp} = 4 \div 4,5$ м/с, тому розрахункова швидкість вітру не повинна перевищувати 9 м/с за умови, що БЕУ встановлюється на тій самій висоті, де була визначена середньорічна швидкість вітру. До речі, ця норма відображена в державному стандарті України (ДСТУ 7337:2013 «Вітроенергетика. Установки електричні вітряні. Параметричний ряд»).

Інакше може скластися парадоксальна ситуація: БЕУ з меншим значенням встановленої потужності, наприклад 2 кВт, але яку БЕУ розвиває при 8 м/с, за рік виробляє більше електроенергії, ніж, наприклад, БЕУ потужністю 3 кВт з розрахунковою швидкістю вітру 10 м/с. Це наочно можна проілюструвати графічно (рис. 2.51).

Будь-яке місце, де передбачається встановити БЕУ, характеризується середньорічним значенням швидкості вітру V_{cp} . Існують ще так звані локальні вітрові аномалії, але це вже виняток з правил. Середньорічна швидкість вітру характеризує місцевість в плані її перспективності щодо генерації енергії за

допомогою ВЕУ. Результати визначення вітроенергетичного потенціалу для території України, показано в п. 2.4.

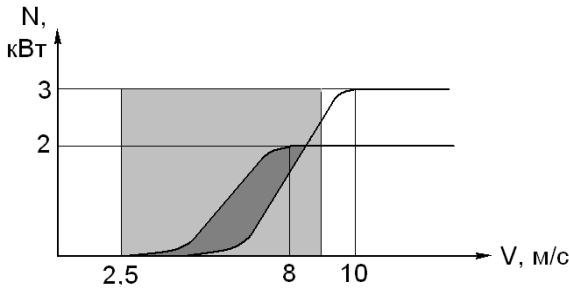


Рис. 2.51. Графік залежності потужності від швидкості вітру для ВЕУ 2 кВт і 3 кВт

У діапазоні пануючих вітрів в Україні ВЕУ меншої встановленої потужності за рік виробить електроенергії більше. А що це означає для замовника? Те, що з нього візьмуть грошей більше, а продукту, заради чого він її купував (кВт·годин), він отримає менше. І це при тому, що ринкова вартість ВЕУ ґрунтується в основному на вартості 1 кВт встановленої потужності, а ось при якій швидкості вітру V_n , ця потужність розвивається про це постачальники намагаються не згадувати.

4. Визначити, якої потужності ВЕС необхідно встановити для задоволення ваших потреб.

Для відповіді на це питання необхідно скласти баланс між виробленою ВЕУ електроенергією і спожитою навантаженнями. Звичайно, розрахунок річного виробітку – процес не простий, заснований на статистичних даних з повторюваності швидкості вітру в певному регіоні, а також на умінні прогнозувати. Іноді роблять простіше. Існує поняття – коефіцієнт використання встановленої потужності, який показує, скільки відсотків днів у році ВЕУ працює з встановленою потужністю. Якщо для конкретного місця ВЕУ вибрана правильно, з урахуванням рекомендацій виразу (2.2), то значення цього коефіцієнта лежить в межах $0,25 \div 0,3$. Тоді за рік ВЕУ орієнтовно виробить:

$$Q_e = (0,25 \div 0,3) \cdot 8760 \cdot N_{уст} \quad (2.3.)$$

де Q_e – річний виробіток електроенергії, кВт·год;
8760 – кількість годин в році, год;

$N_{уст}$ – встановлена потужність ВЕУ, кВт.

Розрахунок спожитої енергії можна розглядати з декількох сторін. Найпростіше було б взяти й підсумувати всі потужності наявних

енергоспоживачів. Але тоді потужність ВЕС взагалі і ВЕУ зокрема вийде завищеною. Мало того, що ви заплатите зайві гроші, у вас виникає проблема: куди подіти зайву електроенергію? Інакше кажучи, такий спосіб визначення потужності ВЕС не годиться. Необхідно провести енергоаудит. Що це означає? Це означає, що ви повинні спрогнозувати: скільки годин на день (місяць, рік) буде працювати кожен споживач електроенергії. Помноживши кількість годин його роботи на потужність споживача, ви визначите: скільки кіловат-годин споживає кожен споживач в день (місяць, рік). Підсумувавши всі отримані значення за день (місяць, рік), ви отримаєте добове (місячне, річне) споживання електроенергії за період, що вас цікавить. Якщо ви прорахували це за рік, тоді з виразу (2.4) легко визначити величину встановленої потужності енергоустановки (ВЕУ, але тої, що працює на зарядження АБ):

$$N_{\text{уст}} = \frac{Q_z}{(0,25 \div 0,3) \cdot 8760} \quad (2.4)$$

5. Визначити, яку величину потужності необхідно резервувати для забезпечення гарантованої роботи споживача.

Як зазначалося вище, вітер не є постійним і прогнозованим джерелом енергії. Як захистити замовника від примх вітру? Один із шляхів був також вказаний вище – використання як накопичувач АБ (мова йде про вироблення електроенергії). Ясно, що чим більша ємність АБ, тим триваліший час ви будете з електроенергією за відсутності вітру. Але АБ теж коштують грошей, і не малих. Як бути? Тут можна запропонувати два критерії для вибору величини ємності АБ:

- перший, якщо вам дозволяють ваші фінансові можливості, за принципом «чим більше, тим краще»;
- другий – за необхідним гарантованим забезпеченням електроенергією ряду електричних приладів протягом необхідного часу.

Кількість електроенергії, необхідної для роботи електроприладів:

$$E_{\Sigma} = \sum N_i \cdot t_i, \text{ кВт} \cdot \text{год} \quad (2.5)$$

де N_i – потужність електроприладу, кВт;

t_i – необхідний час роботи, год.

Кількість електроенергії, яке може забезпечити АБ:

$$E_A = \frac{k \cdot U \cdot C}{1000}, \text{ кВт} \cdot \text{год}, \quad (2.6)$$

де k – к.к.д. АБ;

U – напруга АБ, В;

C – ємність АБ, А·год.

Тоді, відповідно, необхідна ємність АБ буде дорівнювати:

$$C = \frac{\sum N_i \cdot t_i}{k \cdot U}, \text{ А} \cdot \text{год}, \quad (2.7)$$

У виразі (2.7) ємність АБ слід скорегувати з урахуванням того факту, що кислотні АБ здебільшого не можна розряджати до нуля. Деякі типи АБ не рекомендується розряджати більш, ніж на 20 % (звичайні автомобільні АБ, що обслуговуються). Деякі допускають глибину розряду до 80 % (герметичні, що не обслуговуються).

Підвищити живучість системи можна й іншим шляхом: установкою паралельно іншого генерувального пристрою, наприклад фотоелектричних батарей (ФЕБ). Таким чином, зарядка АБ відбуватиметься або від вітру, або від Сонця, або від обох джерел одночасно. При цьому ВЕУ і ФЕБ як джерела електроенергії прекрасно доповнюють одне одного протягом року (взимку більше вітру, а влітку – сонця).

Є ще один шлях для стовідсоткового електрозабезпечення споживачів. Це включення у вітро-сонячну систему бензин-(або дизель)-генераторів за умови, що вони будуть автоматично запускатися лише в самому крайньому разі (наприклад, тривала відсутність надходження енергії вітру і Сонця). В таких випадках використовується спеціальний пристрій, що має назву автомат вмикавання резерву (АВР).

6. Визначити, які негативні фактори можна очікувати від ВЕУ.

Передусім кожен тип ВЕУ повинен мати як мінімум протокол державних приймальних випробувань (для закордонних зразків – документ, що його замінює), в якому підтверджується відповідність типу ВЕУ системі стандартів з охорони праці, включно із захистом від ураження електричним струмом, пожежною безпекою, стандартами з допустимих рівнів шуму, вібрацій, інфразвукових впливів і т. д.

Оскільки ВЕУ встановлюється на опорі, то необхідно взяти заходів із захисту від блискавки. Це може бути як окремий блискавковідвід, так і суміщений з установленою ВЕУ.

7. З'ясувати, скільки коштує ВЕУ та за який час вона окупиться.

Очевидно, що ключовим фактором, який визначає вибір між застосуванням автономної енергетичної системи і проведенням ліній електропередачі (ЛЕП) від об'єкта до мереж централізованого енергопостачання, є конкурентоспроможність вартісних характеристик ВЕУ порівняно з приєднанням до мережі.

Існує інформація, що один кіловат встановленої потужності має вартість 1000 дол. США. Це так, але частково, й стосується ВЕУ великої потужності (понад 100 кВт), що працюють на мережу. Автономні ВЕУ повинні мати надійну систему регулювання кутової швидкості ротора, тому що передбачається відсутність мережі або її часткова заміна (резервне джерело

енергії). Тому їх вартість збільшується як мінімум на вартість систем регулювання, накопичення й перетворення енергії. Крім того, ціна 1000 дол./кВт справедлива для БЕУ без урахування транспортних, будівельно-монтажних і пусконаладжувальних робіт. Склавши всі ці витрати, отримаєте реальну вартість БЕУ.

Якщо уявити, що ви вирішили побудувати замиський будинок, то першим питанням буде його енергозабезпечення. На сьогоднішній день існує три способи його вирішення:

- приєднання до існуючої мережі;
- установка бензинової або дизельної електростанції;
- енергозабезпечення від поновлюваних джерел енергії.

Отже, приєднання до існуючої мережі. Якщо вона є поблизу, то розглядати інші варіанти немає сенсу. Якщо мережа перебуває на певній відстані, то, за даними Інституту Укрсіленергопроект, один кілометр повітряної лінії електропередачі коштує від 20 000 доларів США (сам проєкт, ТУ на приєднання, трансформаторна підстанція, стовпи, проводи і т. д.). Крім того, залежно від розташування підприємства, районних мереж можуть мати місце певні обмеження за потужністю.

Установка бензинової або дизельної електростанції. Але цей шлях економічно недоцільний і екологічно суперечливий. Мається на увазі викид відпрацьованих газів і підвищений рівень шуму, а також проблеми з утилізацією відпрацьованого масла, фільтрів і т. д. У табл. 2.7 представлено результати порівняльних розрахунків в у. о. (за цінами 2005 р.) собівартості однієї кВт·год, виробленої БЕУ і бензостанціями різних виробників, за таких умов:

- 8-годинний робочий день;
- відсутність капітальних ремонтів;
- термін експлуатації – 20 років.

Таблиця 2.7. Собівартість електроенергії, виробленої БЕУ і бензиновими станціями

№ з/п	Статті витрат	БЕУ-0,75	Бензинові електростанції		
			Honda EZ2200	Geko E-N HHBA	SDMO AVENGER 2500
1	Установлена потужність, кВт	1,5 / 3,0	2,0	2,2	2,1
2	Вартість основного обладнання,	2000 (з опорою та АБ)	750	595	560
	- додаткового (бак 200 л)	-	50	50	50
3	Виконання будівельно-монтажних робіт	100	-	-	-

ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

№ з/п	Статті витрат	ВЕУ-0,75	Бензинові електростанції		
			Honda EZ2200	Geko E-N HHBA	SDMO AVENGER 2500
4	Експлуатаційні витрати				
	за перший рік експлуатації	-	1396	1836	1385
	за п'ять років експлуатації	80	6956	9156	6905
	за 10 років експлуатації	180	13906	18306	13805
	за 20 років експлуатації, в у. о в т. ч:	380	27806	36606	27605
4.1	Вартість бензину за рік (прийнята марка А95 за 37,4 цента/літр):	-	1206	1646	1195
	- питомі витрати бензину, л/год	-	1,1	1,5	1,09
	- витрати бензину БЕС за рік, л	-	3212	4380	3182
	- витрати бензину на доставку палива (200 л) на відстань 10 км за рік, л	-	13,5	21,5	13,5
	- загальні витрати бензину за рік, л	-	3226	4402	3196
4.2	Вартість оливи в БЕС:				
	за перший рік експлуатації	-	40	40	40
	за наступні роки	-	34	34	34
4.3	Вартість фільтрів в БЕС за рік	-	150	150	150
5	Собівартість електроенергії за 20-річний термін експлуатації, цент/кВт×год	2,8	24	29	23

Хоча розрахунок проводився в у.о. за цінами 2005 року тенденції і суть збереглися, а саме, собівартість однієї кіловат-години енергії від ВЕУ на порядок дешевше, ніж від бензинової станції. Пізніше були проведені розрахунки з урахуванням капітальних ремонтів. Відмінність була та сама.

Отже, ви зупинили свій вибір на енергозабезпеченні від поновлюваних джерел енергії, зокрема від ВЕУ. Перше питання – це, звичайно, вибір ВЕУ певної потужності й певного виробника.

З'ясувавши для себе всі наведені вище аргументи, ви зможете вирішити, чи потрібна вам ВЕУ або ВЕС і що від неї можна очікувати? І найголовніше – ви отримуєте енергонезалежність – ви накопичуєте електроенергію і використовуєте на свій розсуд і в міру необхідності.

Висновки

1. Європейські країни «зробили ставку» на пріоритетний розвиток вітроенергетики, що дозволило в короткі терміни подолати проблеми зносу енергетичного обладнання, доступу до енергоносіїв, екології та ефективності виробництва електроенергії.

2. Сьогодні вітроенергетика має найвищу інвестиційну привабливість серед галузей європейської електроенергетики. Інвестиції у вітроенергетику Європи перевищують, взяті разом, інвестиції в теплову (ТЕС і ТЕЦ) і атомну (АЕС) генерацію.

3. Статистичні дані свідчать, що інвестиційний і будівельний лаги ВЕС значно коротші, ніж у ТЕС і АЕС. Протягом 2019 року в Європі введено в експлуатацію 15 ГВт ВЕС. За виробітком цьому відповідає АЕС потужністю орієнтовно 6 ГВт. Будівництво і введення в експлуатацію такої АЕС можливо за 5,5 років. Аналогічною є ситуація з проектом ТЕС.

4. Таким чином, роки, що минули після того, як Європа вибрала варіант стратегії розвитку електроенергетики на базі переважно вітроенергетики, довели правильність цього вибору. Це є важливим сигналом для відповідного стратегічного вибору України.

5. Географічні умови території суходолу України дозволяють побудувати 438 ГВт економічно ефективних ВЕС на базі сучасних моделей ВЕУ тримегаватного класу. Разом з потенціалом офшорних ВЕС це становитиме $438 + 250 = 688$ ГВт із середньозваженою нижньою границею КВВП-нетто – 0,36. Відповідний річний виробіток електроенергії становитиме майже 2200 млрд кВт·год, що більш ніж вдвісьтеро перевищує річне поточне споживання електроенергії в Україні.

6. Мала вітроенергетика доповнює велику в плані забезпечення сезонних потреб віддалених енергоспоживачів.

7. У системах малої енергетики практично вирішена задача акумулювання енергії різних видів у межах потреб споживача.

8. Установки малої енергетики мають високу мобільність, легкомонтажність і ліквідність.

9. ВЕУ малої потужності може стати повноцінним автономним джерелом енергопостачання для середньостатистичної української сім'ї при виконанні декількох умов:

- вона має відповідати вимогам Системи стандартів з охорони праці (ССОП) у плані допустимих рівнів шумів, рівнів інфразвуку та ультразвуку, наявності блискавкозахисту;

- повинна мати достатній запас електроенергії, що накопичений у системі акумуляції, на випадок вітрового затишшя;
- агрегатуватись з іншими джерелами енергії, наприклад фотоелектричними панелями, бензиновими або дизельними електростанціями, що запускаються через АБР.

10. Використання вітронасосних установок та ВЕУ може значно спростити системи водопостачання для крапельного зрошування і створити передумови їх автоматизації.

11. Мала вітроенергетика має привабливі перспективи в рекреаційних зонах, оскільки не потребує проведення каналізації електроенергії і не порушує довкілля і ландшафтність.

12. Ефективне використання наявної вітчизняної бази вітроенергетики та подальше удосконалення механізмів підтримки у майбутньому може забезпечити високий рівень сталого інноваційного розвитку значного сегменту декарбонізованої економіки України для досягнення глобальних цілей щодо виконання міжнародних кліматичних угод та забезпечення енергетичної незалежності.

Перелік посилань

1. https://en.wikipedia.org/wiki/History_of_wind_power
2. Wind energy in Europe in 2019. Trends and statistics. <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2019.pdf>
3. World Energy Investment Outlook, OECD/ IEA, 2014. <https://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2014/06/WEIO2014.pdf>
4. Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation paper), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.
5. Вітроенергетичний сектор України 2021. Огляд ринку [Електронний ресурс] – Режим доступу: http://uwea.com.ua/uploads/docs/uwea_2021_ua_web_2.pdf
6. «Зрадоперемоги» – 2021 та невизначене майбутнє української ВДЕ-генерації [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://ua-energy.org/uk/posts/zradoperemohy-2021-ta-nevyznachene-maibutnie-ukrainskoi-vde-heneratsii>
7. НЕК «Укренерго» URL [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://ua.energy/vstanovlena-potuzhnist-energosityemy-ukrayiny/>
8. Про затвердження Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року та плану заходів з його виконання [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.kmu.gov.ua/news/uriad-zatverdyyv-natsionalnyi-plan-dii-z-vidnovliuvanoi-enerhetyky-na-period-do-2030-roku-premier-ministr>

9. Кудря С. О., Мхітарян Н. М., Тучинський Б. Г., Рєпкін О. О., Іванченко І. В., Петренко К. В. Причини і результати перегляду оцінки потенціалу вітрових електростанцій України. Відновлювана енергетика. 2020. № 1. С. 6–16.

10. Природні зони України. Карта природних зон [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <https://school.home-task.com/prirodni-zoni-ukrayini-karta-prirodnix-zon/>

11. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України / за ред. С.О. Кудрі. Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2020. 82 с.

12. Шихайлов М. О. Проблеми та розвиток малої вітроенергетики в Україні. Промелектро. 2004. №5. С. 51–56.

13. Шефтер Я. И., Рождественский И. В., Печковский Г. А. Монтаж, эксплуатация и ремонт ветроустановок. М.: Гос. издательство сельскохозяйственной литературы, 1960. 304 с.

14. Шихайлов Н. А., Головка В. М., Коханевич В. П. «Угол атаки» малой ветроэнергетики. Украинаэлектро. 2014. № 1-2. С. 42–51.

РОЗДІЛ 3. СОНЯЧНА ЕНЕРГІЯ

Сонячна енергія – це енергія, яка надходить на поверхню Землі від Сонця у вигляді радіації і є основою життя на планеті. З усіх відновлюваних джерел екологічно чиста сонячна енергія найдоступніший та практично невичерпний енергоресурс, використання якого є ефективним на більшості ділянок поверхні Землі.

Використання енергії сонячного випромінювання має багатовіковий історичний досвід. Техніка й технології, що використовують сонячну енергію для отримання електричної або теплової енергії в будь-якому зручному для їх застосування вигляді, називається сонячною енергетикою.

Сонячна енергетика – один із перспективних та динамічних напрямів використання енергії відновлюваних джерел, перевагою якого є можливість безпосереднього перетворення енергії сонячної радіації на електричну енергію та отримання теплової енергії. На сучасному етапі розвитку сонячної енергетики на перше місце виходять проблеми ефективного використання енергії сонячної радіації за рахунок застосування передових технологій. Розвиток інноваційної науково-технічної бази сонячної енергетики з метою поступової заміни в Україні традиційних методів отримання енергії в межах доцільної реалізації потенціалу сонячної енергії є важливим завданням для нашої країни.

3.1. Ресурси та напрями використання сонячної енергії

3.1.1. Ресурси сонячної енергії

Сонце кожну секунду випромінює $88 \cdot 10^{24}$ кал теплоти, що еквівалентно $1,25 \cdot 10^{16}$ т у.п. або $1,02 \cdot 10^{20}$ кВт·год. На Землю потрапляє тільки частина цієї енергії – близько $1 \cdot 10^{18}$ кВт·год ($123 \cdot 10^{12}$ т у.п.) за рік, що приблизно в 100 разів перевищує енергоресурси всіх розвіданих горючих копалин на Землі [1–3].

Сонце має безперервний спектр випромінювання, який перетинається в деяких місцях темними лініями поглинання (фраунгоферовими лініями), впливом яких при енергетичних розрахунках можна знехтувати. Розподілення енергії у спектрі Сонця нерівномірне, і справжня крива спектральної щільності потоку сонячного випромінювання має досить складний вигляд. Розподілення щільності потоку випромінювання, що випромінюється Сонцем, по його поверхні досить рівномірне, але об'ємний характер випромінювання призведе до деякого спаду яскравості від центра сонячного диска до краю. У центрі сонячного диска візуальна яскравість в 1,22 раза більша від середньої.

Величина енергії сонячної радіації, яка надходить на поверхню Землі, значною мірою залежить від астрономічних і метеорологічних факторів – висоти Сонця над обрієм, тривалості дня, хмарності, вологості та прозорості атмосфери.

Густина сонячного потоку в космосі біля Землі становить $1,35 \text{ кВт/м}^2$ і називається Сонячною сталою. Це сумарний потік сонячного випромінювання, що проходить за одиницю часу через одиничну площу, орієнтовану перпендикулярно до потоку, на відстані однієї астрономічної одиниці від центру Сонця до земної атмосфери. Стандартною оціночною інтенсивністю сонячного випромінювання на поверхні Землі є 1 кВт/м^2 , однак реально це інтенсивність на поверхні опівдні в сонячні літні дні. Середня інтенсивність сонячного випромінювання в більшості районів земної кулі становить $200\text{--}250 \text{ Вт/м}^2$. На рис. 3.1 показано розподіл сонячного випромінювання при проходженні від Сонця до Землі [3, 4].

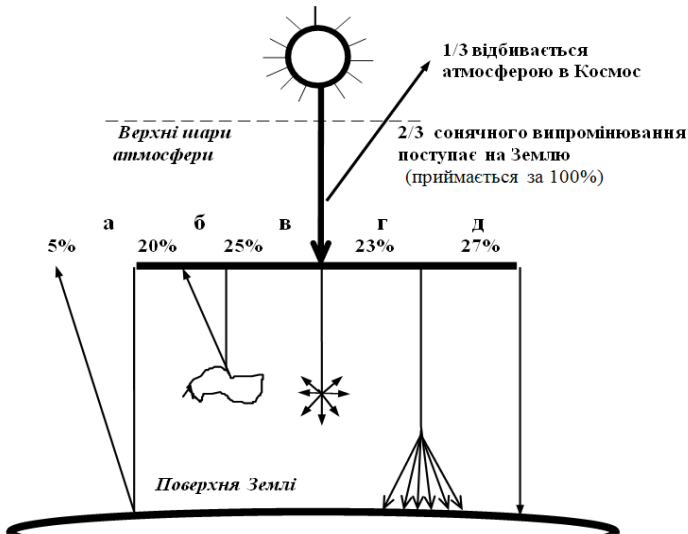


Рис. 3.1. Розподіл сонячного випромінювання:

- а** – відбиття від поверхні Землі – 5 %;
- б** – відбиття хмарами – 20 %;
- в** – поглинання атмосферою – 25 %;
- г** – розсіювання в атмосфері з потраплянням на Землю – 23 %;
- д** – пряме потрапляння на Землю – 27 %

Як видно, третина сонячної радіації відбивається атмосферою в космос. Дві третини сонячного випромінювання проходить через верхні шари атмосфери, подальший розподіл сонячної енергії відбувається в такий спосіб: частина сонячної радіації відбивається від поверхні Землі й повертається назад у космос (**а** – 5 %), відбивається хмарами (**б** – 20 %), поглинається атмосферою (**в** – 25 %).

Сонячне випромінювання, що надходить на поверхню, складається з прямої й розсіяної сонячної радіації та випромінювання, що відбивається від поверхні Землі й різних предметів, розташованих поблизу цієї поверхні.

Безпосередньо на поверхню Землі потрапляє близько 50 % загальної кількості сонячного випромінювання, що проходить через верхні шари атмосфери, 23 % з якого становить розсіяна сонячна радіація (г) і 27 % – пряма сонячна радіація (д) [2, 3].

Під час створення та впровадження сонячного енергетичного обладнання використовуються дані про кількість сумарної сонячної радіації та її складових, періодичність і змінність режимів її надходження. Створена і успішно застосовується методика вимірювань сонячних елементів наземного використання. Методика передбачає вимірювання характеристик сонячних елементів на дійсному Сонці, на імітаторах Сонця, а також на сконцентрованому сонячному випромінюванні. Під час її розробки враховувалась можливість узгодження вимог вимірювання у ширшому, міжнародному масштабі; в ній використано досвід досліджень, які проводилися в різних країнах світу [3].

Прямим називають потік променевої енергії Сонця, що припадає на одиницю поверхні плоского приймача, розміщеного перпендикулярно до променів, що падають. Ідеться, відповідно, про енергетичне випромінювання Сонця при нормальному падінні променів. Термін «пряме» вказує на те, що мається на увазі випромінювання, яке проходить безпосередньо від Сонця, без будь-якої додаткової кількості розсіяної або відбитої радіації, яка надходить на Землю після зміни напрямку внаслідок відбивання та розсіювання атмосферою.

Поряд з вимірюванням прямого сонячного випромінювання важливішими для теоретичних досліджень та практичного впровадження є вимірювання кожного дня сумарного, або повного, сонячного випромінювання (суми прямого і розсіяного випромінювання), яке приходить на горизонтальну поверхню. Надходження сумарної сонячної радіації змінюється протягом дня, року та з року в рік, однак середньорічні її значення за багаторічний період достатньо стійкі. Крім того, змінними величинами є самі складові сумарної сонячної радіації (пряма та розсіяна сонячна радіація), причому часто збільшення однієї з величин приводить до зменшення іншої, майже не впливаючи на їх суму. Складова прямої сонячної радіації в добовій сумі сонячної радіації, що потрапляє на горизонтальну поверхню Землі, може перебувати у діапазоні від 90 %, в дуже ясний день, до 0 %, у дуже хмарний день. Величина сумарної сонячної радіації при збільшенні висоти місцевості до 200 м практично не змінюється – в цьому разі змінюється співвідношення її складових – збільшення величини прямої сонячної радіації компенсується зменшенням величини розсіяної сонячної радіації. Зазвичай найбільшу долю в

сумарній сонячній радіації становить пряма радіація (за винятком зимових місяців й окремих районів, наприклад північних) [3, 5].

Величина та співвідношення складових сумарної сонячної радіації необхідні для вибору типу геліоенергетичного обладнання. В регіонах, де переважає пряма сонячна радіація, можна застосовувати сонячні колектори з концентраторами сонячного випромінювання. Розсіяне сонячне випромінювання не можна сконцентрувати за допомогою дзеркал, якщо значна частина сонячної радіації надходить у вигляді розсіяної; тоді використовують плоскі сонячні колектори, що збирають як пряме, так і розсіяне сонячне випромінювання й можуть ефективно застосовуватись не тільки в ясні, але й у хмарні дні.

3.1.2. Основні напрями використання сонячної енергії

Останнім часом сонячна енергетика досягла значного розвитку завдяки створенню й упровадженню новітньої техніки та технологій, що забезпечують підвищення ефективності та зниження вартості виробництва електричної й теплової енергії. Важливу роль відіграють ефективні методи стимулювання сонячної енергетики, передусім електроенергетики, запроваджені в багатьох країнах світу.

Переваги енергії сонячного випромінювання як енергетичного ресурсу над органічними видами палива, полягають у практичній невичерпності джерела енергії, можливості використання енергії сонячної радіації на більшості ділянок поверхні Землі як місцевого енергетичного джерела та в можливості безпосереднього перетворення енергії сонячної радіації на теплову та електричну енергію.

Сонячні енергетичні системи – це енергетичні установки, що перетворюють енергію сонячної радіації на інші види енергії.

Залежно від методу перетворення сонячні енергетичні системи поділяються на дві основні групи: активні та пасивні [3, 6]:

- активні сонячні технології базуються на використанні технологій перетворення енергії сонячної радіації на електричну енергію та на отримання теплової енергії з метою перетворення сонячного випромінювання на корисний вихід енергії. В активних енергосистемах сонячна енергія приймається, накопичується й транспортується в спеціальних пристроях;

- пасивні сонячні технології базуються на виборі та використанні матеріалів з ефективними тепловими та світловими характеристиками, вигідному розташуванні будівель відносно положення Сонця тощо. У пасивних системах приймачем служать самі об'єкти, що нагріваються та реалізують ефективне освітлення.

У сучасній сонячній енергетиці можна виділити два основних практичних напрями використання енергії сонячної радіації [3]:

- 1) перетворення сонячної енергії на електричну енергію, зокрема:

- фотоелектричний метод перетворення (електромагнітне випромінювання, переважно оптичного діапазону, Сонця перетворюється на електроенергію постійного струму);

- термодинамічний метод перетворення (сконцентрована сонячна енергія використовується для одержання пари, яка, обертаючи турбогенератор, виробляє електроенергію);

2) перетворення сонячної енергії на теплову енергію, зокрема:

- опалення;
- гаряче водопостачання;
- технологічні процеси.

Найпоширенішим методом отримання електричної енергії є застосування фотоелектричного методу прямого перетворення сонячної енергії з використанням фотоелектричних перетворювачів (ФЕП), які в різних джерелах називаються фотоелектричними модулями (ФМ), сонячними елементами (СЕ) чи фотоелементами (ФЕ), які в свою чергу є складовими фотоелектричних панелей (ФП).

Загальний вигляд фотоелектричних панелей показано на рис. 3.2 [3].



Рис. 3.2. Фотоелектричні панелі

При застосуванні термодинамічного методу енергія сонячної радіації концентрується в котлі, пара з якого надходить на турбіну з електрогенератором.

Загальний вигляд сонячної теплодинамічної електростанції показано на рис. 3.3 [6].



Рис. 3.3. Сонячна теплодинамічна електростанція

У процесі перетворення сонячної енергії на теплову радіаційне сонячне випромінювання сприймається сонячним колектором (СК). Це об'ємна конструкція, через яку циркулює теплоносій, а її зовнішня сторона (обернена до джерела випромінювання) має чорну поглинальну поверхню.

Основним технічним елементом сонячних теплових геліоустановок є сонячні геліоприймачі різних типів або сонячні колектори.

Сонячна тепла система для нагрівання води показана на рис. 3.4 [3].



Рис. 3.4. Теплова система нагрівання води

В Україні як найбільш перспективні на цей час визначено такі основні напрями використання сонячної енергії:

- *сонячна електроенергетика* – пряме перетворення сонячної енергії на електричну енергію постійного струму за допомогою фотоперетворювачів;
- *сонячна теплоенергетика* – безпосереднє перетворення сонячної енергії на теплову енергію без попередньої концентрації потоку сонячної радіації (для гарячого водопостачання об'єктів, комунально-побутового та технологічного теплопостачання, потреб сільського господарства).

Наукові фундаментальні та прикладні дослідження фізико-технічних основ процесів перетворення та використання сонячної енергії в Інституті відновлюваної енергетики НАН України здійснюються з метою [7]:

- формування перспективних напрямів використання енергії сонячного випромінювання;
- моделювання процесів перетворювання сонячної енергії на електричну й теплову;
- розроблення матеріалів і енергоефективних конструкцій сонячних батарей та сонячних колекторів і систем енергопостачання на їх основі.

У цей час виділено такі основні напрями досліджень методів використання сонячної енергії:

- для виробництва електричної енергії на основі фотоелектричних перетворювачів;
- для виробництва теплової енергії в сонячних колекторах різних конструкцій;
- для когенераційного виробництва електричної й теплової енергії.

До найвагоміших результатів наукових досліджень належать:

- розроблення передових технологій перетворення сонячної енергії, створення ефективних конструкцій сонячних колекторів і фотоелектричних модулів, а також розроблення раціональних енергосистем та станцій на їх основі;

- розроблення структури вторинних джерел електро- та теплопостачання для фотобатарей і сонячних колекторів;

- визначення залежності усередненої теплової та електричної провідності композиційних тепловідводів фототермічних модулів для одночасного отримання електричної й теплової енергії на основі використання теорії усередненого середовища із застосуванням методу кінцевих елементів;

- визначення теоретичних і експериментальних показників температур поверхонь типових та експериментальних зразків фотопанелей (фотомодулів) в реальних кліматичних умовах м. Києва, що обґрунтовують необхідність та доцільність застосування охолодження активних поверхонь фотопанелей (фотомодулів) з метою підвищення коефіцієнта

перетворювання енергії сонячного випромінювання на електрику з одночасним виробленням теплової енергії.

За результатами наукових досліджень фахівців ІВЕ НАН України створено дослідні експериментальні зразки фототермічних модулів та системи автономного живлення від фотопанелей (фотомодулів). Виконано комплекс фундаментальних досліджень з аналітичного та чисельного моделювання процесів взаємодії сонячного випромінювання з активними поверхнями фотопанелей (фотомодулів) і сонячних колекторів та їх електротеплового стану із застосуванням методів синергетичного аналізу стійкості.

3.1.3. Потенціал сонячної енергії в Україні

Під час вибору типу та потужності сонячної енергетичної установки для певної місцевості насамперед необхідно орієнтуватись на питомі показники з надходження сонячної радіації в цій місцевості (середня добова, місячна й річна кількість прямої, розсіяної та сумарної сонячної радіації), продуктивність геліотехнічної установки [8, 9]. Розрахункові питомі енергетичні показники надходження сонячної енергії на горизонтальну поверхню в різних регіонах України, визначені за даними щодо надходження сонячної радіації на діючих в Україні метеостанціях – прямої сонячної радіації, розсіяної сонячної радіації та сумарної сонячної радіації, представлено в табл. 3.1 [10].

В Україні існують достатньо сприятливі умови для використання сонячної енергії. Середньорічна кількість сумарної сонячної радіації, що потрапляє на 1 м^2 поверхні, на території України перебуває в межах від $1070 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{м}^2$ в її північній частині, до $1400 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{м}^2$ і вище – на півдні України. Розподіл основних кліматичних показників такий: радіаційний режим території характеризується зміною тривалості сонячного сйива в середньому за рік від 1690–1850 годин у західних районах Полісся та Лісостепу до 2150–2450 годин у Криму та на узбережжях Чорного й Азовського морів [3, 11].

ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

Таблиця 3.1. Надходження сонячної енергії на горизонтальну поверхню в регіонах України: S – прямої сонячної радіації, D – розсіяної сонячної радіації, (S+D) – сумарної радіації

Область	Радіація, кВт.год/ м²	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Рік
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1. Чернігівська (Придеснянська МТС)	S	4,656	10,475	27,94	48,89	77,99	83,81	84,97	73,33	45,40	24,44	8,148	4,656	494,7
	D	20,95	31,43	51,22	59,36	81,48	76,82	83,81	67,51	48,89	32,59	13,97	10,476	578,5
	S + D	25,61	41,91	79,16	108,25	159,47	160,63	168,78	140,84	94,29	57,03	22,12	15,13	1073,2
2. Сумська (Конотопська МТС)	S	4,656	13,97	36,08	47,72	74,5	84,97	91,96	74,5	51,22	20,95	6,94	3,49	511
	D	19,79	27,94	47,72	62,86	82,64	81,48	82,64	68,68	48,89	31,43	15,13	12,8	582
	S + D	24,45	41,91	83,80	110,58	157,14	166,45	174,6	143,18	100,11	52,38	22,07	16,29	1093
3. Волинська (Ковельська МТС)	S	4,656	11,64	38,41	46,56	69,84	84,97	74,5	60,53	45,4	20,95	6,98	4,656	469
	D	20,95	31,43	52,38	64,02	83,81	84,97	84,97	72,17	52,38	34,92	15,13	12,8	609,9
	S + D	25,61	43,07	90,79	110,58	153,65	169,94	159,47	132,7	97,78	55,87	22,11	17,46	1078,9
4. Київська (Тетерівська МТС)	S	4,656	11,64	33,76	48,89	73,33	86,14	87,3	71,0	45,4	24,44	5,82	3,49	495,9
	D	22,12	29,1	46,56	68,68	75,66	80,32	80,32	62,86	50,05	32,6	16,3	10,48	575
	S + D	26,78	40,74	80,32	117,57	148,99	166,46	167,62	133,86	95,45	57,04	22,12	13,97	1070,9
5. Київська (МТС м. Києва)	S	6,98	15,13	36,08	53,54	82,64	98,94	95,45	82,64	57,04	29,1	6,98	4,66	569,2
	D	19,79	26,77	47,72	62,86	79,15	83,81	81,48	66,35	48,89	33,76	17,46	13,97	582
	S + D	26,77	41,9	83,8	116,4	161,8	182,75	176,93	149,0	105,93	62,86	24,44	18,63	1151,2
6. Київська (Барішівська МТС)	S	8,15	13,97	30,26	54,71	79,15	94,28	97,78	79,15	52,38	27,94	8,15	3,49	549,4
	D	19,79	26,77	41,9	65,18	76,82	83,81	81,48	66,35	48,89	31,45	17,46	11,64	571,5
	S + D	27,94	40,74	72,16	119,89	155,97	178,09	179,26	145,5	101,27	59,37	25,61	15,13	1120,9
7. Київська (Бориспільська МТС)	S	6,98	13,97	29,1	53,54	87,3	91,96	97,78	76,82	52,38	29,1	6,98	3,49	549,4
	D	20,95	29,1	43,07	66,35	80,32	83,81	79,15	66,35	50,05	31,43	17,46	12,8	580,8
	S + D	27,93	43,07	72,17	119,89	167,62	175,77	176,93	143,17	102,43	60,53	24,44	16,29	1130,2
8. Хмельницька (Новоушицька МТС)	S	8,15	16,3	38,41	54,71	72,17	88,46	94,28	80,32	60,53	31,43	8,15	6,98	559,9
	D	24,44	33,76	54,71	66,35	84,97	83,81	83,81	67,51	48,89	33,76	18,62	16,3	616,9
	S + D	32,59	50,06	93,12	121,06	157,14	172,27	178,09	147,83	109,42	65,19	26,77	23,28	1176,8
9. Луганська (Деркульська МТС)	S	9,31	19,79	50,05	74,5	98,94	130,37	116,4	107,09	73,33	25,61	11,64	4,66	721,7
	D	20,95	31,43	52,38	55,87	68,68	71,0	73,33	61,69	45,4	33,76	20,95	15,13	550,6
	S + D	30,26	51,22	102,43	130,37	167,62	201,37	189,73	168,78	118,73	59,37	32,59	19,79	1272,3
10. Кропивницька	S	8,15	17,46	36,08	60,53	77,99	98,94	102,43	89,63	69,84	34,92	9,31	4,66	609,9
	D	19,79	29,1	48,89	55,87	82,64	77,99	82,64	61,69	40,74	30,26	16,3	16,3	562,2
	S + D	27,94	46,56	84,97	116,4	160,63	176,93	185,07	151,32	110,58	65,18	25,61	20,96	1172,2
11. Донецька, (Велико-Ана- дольська МТС)	S	8,15	17,46	39,58	60,53	88,47	108,25	116,4	104,76	73,33	37,25	10,45	3,49	668,1
	D	22,12	31,43	54,71	60,53	79,15	74,5	74,5	61,7	44,23	33,76	20,95	18,62	576,2
	S + D	30,27	48,89	94,29	121,06	167,62	182,75	190,9	166,46	117,56	71,01	31,40	22,11	1244,3
12. Закарпатська	S	9,31	15,13	44,23	62,86	82,64	91,96	90,79	87,3	71,0	39,58	10,48	6,98	612,3
	D	20,95	30,26	48,89	62,86	82,64	82,64	84,97	71,0	50,05	34,92	20,95	11,64	601,8
	S + D	30,26	45,39	93,12	125,72	165,28	174,6	175,76	158,3	121,05	74,5	31,43	18,62	1214,1
13. Одеська (МТС м. Одеса)	S	9,31	16,3	43,07	76,82	114,07	130,37	143,17	121,06	84,97	39,58	12,8	8,15	799,7
	D	23,28	30,26	51,22	64,02	73,33	71,0	67,51	57,04	45,4	39,58	22,12	19,79	564,6
	S + D	32,59	46,56	94,29	140,84	187,4	201,37	210,68	178,10	130,37	79,16	34,92	27,94	1364,2

ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
14. Одеська (Болградська МТС)	S	15,13	20,95	44,23	59,36	88,46	100,1	121,06	111,74	86,14	46,56	13,97	10,48	718,2
	D	22,12	29,1	47,72	59,36	72,17	69,84	68,68	61,69	44,23	36,08	20,95	17,46	549,4
	S + D	37,25	50,05	91,95	118,72	160,63	169,94	189,74	173,43	130,37	82,64	34,92	27,94	1267,6
15. Полтавська	S	8,15	16,3	32,59	50,05	80,32	97,78	97,78	84,97	55,87	23,28	10,48	4,66	562,2
	D	18,62	26,77	47,72	68,68	73,33	74,5	79,15	57,04	48,89	31,43	15,13	13,97	544,8
	S + D	26,77	43,07	80,32	118,73	153,65	172,3	176,93	142,01	104,76	54,71	25,61	18,63	1106,9
16. Запорізька (Ботевська МТС)	S	6,98	17,46	37,23	64,02	100,1	111,74	123,38	105,92	77,99	34,92	11,64	4,66	696,1
	D	22,12	32,59	51,22	67,51	75,66	75,66	76,82	62,86	46,56	37,25	20,95	16,3	585,5
	S + D	29,1	50,05	88,45	131,53	175,76	187,4	200,2	168,78	124,55	72,17	32,59	20,96	1281,5
17. Херсонська (МТС Асканії- Нова)	S	11,64	18,62	44,23	67,51	104,76	118,73	132,7	112,91	80,32	43,07	15,13	8,15	757,8
	D	23,28	33,76	51,22	67,51	80,32	77,99	71,0	64,02	48,89	33,76	20,95	17,46	590,2
	S + D	34,92	52,38	95,45	135,02	185,08	196,72	203,7	176,93	129,21	76,83	36,08	25,61	1347,9
18. Херсонська (МТС м. Херсон)	S	10,48	18,62	43,07	66,36	102,43	118,73	125,71	115,24	76,82	39,58	12,8	9,31	739,1
	D	20,95	31,43	54,71	65,18	79,15	76,82	77,99	62,86	50,05	38,41	22,12	17,46	597,1
	S + D	31,43	50,05	97,78	131,53	181,58	195,55	203,7	178,10	126,87	77,99	34,92	26,77	1336,2
19. АР Крим (Євпаторійська МТС)	S	15,13	20,95	47,72	77,99	96,61	123,38	145,5	123,38	87,3	59,36	22,12	11,64	831,1
	D	24,44	31,43	51,22	59,36	73,33	69,84	66,35	57,04	48,89	38,41	27,94	20,95	569,2
	S + D	39,57	52,38	98,94	137,35	169,94	193,22	211,85	180,42	136,19	97,77	50,06	32,59	1400,3
20. АР Крим (Карадагська МТС)	S	16,3	20,95	44,23	74,5	110,58	135,02	145,5	125,71	95,45	51,22	20,95	11,64	852,1
	D	27,94	34,92	53,54	65,18	71,0	66,35	58,2	45,4	39,58	39,58	25,61	20,95	584,3
	S + D	44,24	55,87	97,77	139,68	181,58	201,37	203,7	171,11	135,03	90,8	46,56	32,59	1436,4
21. АР Крим (МТС Нікітського ботанічного саду)	S	16,3	22,12	47,72	73,33	98,94	117,56	131,53	122,22	83,81	51,22	22,12	13,97	800,8
	D	19,79	27,94	45,4	61,7	72,17	69,84	68,68	57,04	46,56	38,41	25,61	17,46	550,6
	S + D	36,09	50,06	93,12	135,03	171,11	187,4	200,21	179,26	130,37	89,63	47,73	31,43	1351,4

Кількість сумарної радіації – енергії, що потенційно може бути використана на формування всіх природних процесів, перебуває у межах від 3400 МДж/м² за рік на заході (Прикарпаття), до 5000 МДж/м² в Криму. Величини середніх річних значень радіаційного балансу, тобто сонячної енергії, засвоєної діяльним шаром земної поверхні, змінюються по території від 1200 МДж/м² на Волині до 2100 МДж/м² на узбережжях Чорного й Азовського морів і в Криму [3, 11].

Теоретичний потенціал сонячної енергії певного регіону – це середньобаторічна сумарна сонячна енергія, що падає на його площу протягом одного року. Регіон представляється як сукупність ділянок, або зон, у кожній з яких інтенсивність сонячного випромінювання і альbedo Землі, а також географічні, кліматичні та погодні умови є однорідними по всій площі зони. Зони повинні мати лінійні розміри ~200 км. Кількість зон у регіоні та їх положення і площі фіксуються у вигляді табличних даних. Відповідно теоретичний потенціал регіону являє собою суму валових потенціалів складових його зон.

Теоретичний потенціал, або сумарне річне надходження сонячної радіації на територію України, оцінюється на рівні $720 \cdot 10^{12}$ кВт·год, що є еквівалентним 88,4 млрд т у.п. [12].

Технічно досяжний потенціал сонячної енергії регіону – це середня багаторічна сумарна енергія, що може бути отримана в регіоні від сонячного випромінювання протягом одного року при сучасному рівні розвитку науки і техніки та при дотриманні екологічних норм. Технічно досяжний потенціал сонячної енергії являє собою суму технічно досяжних потенціалів теплової та електричної енергії, що одержуються відповідним перетворенням сонячного випромінювання.

Площа, яка з господарських та екологічних міркувань є доцільною для використання сонячної енергії (S_C , м²), дорівнює частині q загальної площі S , що залишається після вирахування площ лісів, парків, сільськогосподарських угідь та інших територій, на яких розміщення установок ускладнене або заборонене [3]:

$$S_C = qS. \quad (3.1)$$

Від загальної площі, доцільної для використання сонячної енергії, визначається частка площі S_C , доцільна для установки сонячних теплових колекторів k_T , та частка площі S_C , доцільна для установки сонячних фотоелектричних батарей k_E :

$$k_T + k_E = 1. \quad (3.2)$$

Значення q , k_T , k_E є специфічними для кожної зони; водночас, на основі досвіду деяких промислово розвинених країн $q \leq 0,01$ [3].

За даними [13] для обласних центрів України фахівцями ІВЕ НАН України було розраховано середньорічні значення сумарної сонячної радіації та побудовано карту розподілу для території України. Територіальний розподіл сумарної сонячної радіації, теоретично встановленої потужності та потенціал виробництва електричної енергії сонячними електростанціями на території України наведено в табл. 3.2 та на рис. 3.5 і 3.6 [14].

Для розрахунку теоретичної встановленої потужності сонячних електростанцій (СЕС) використовуються не лише значення сонячної радіації, а також доступна площа для будівництва станцій та коефіцієнт потужності СЕС, який залежить від типу та розташування фотоелектричних панелей, відстані між рядами панелей тощо. За результатами наукових досліджень, теоретична встановлена потужність СЕС становить 82 768 МВт, а річний потенціал виробітку електричної енергії СЕС в Україні становить близько 100 млрд кВт·год/рік [14].

ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

Таблиця 3.2. Теоретично встановлена потужність та потенціал виробітку електричної енергії СЕС в Україні

№з /п	Область	Площа області, км ²	Теоретична встановлен а потужність СЕС, МВт	Площа під будівницт во СЕС, км ²	Потенціал виробітку електроенергії СЕС, млн кВт·г од/рік
1	АР Крим	26 200	3603	72.05	4323
2	Вінницька	26 513	3646	72.91	4375
3	Волинська	20 144	2770	55.40	3324
4	Дніпропетровська	3 914	4388	87.76	5266
5	Донецька	26 517	3646	72.92	4375
6	Житомирська	29 832	4102	82.04	4922
7	Закарпатська	12 777	1757	35.14	2108
8	Запорізька	27 180	3737	74.75	4485
9	Івано-Франківська	13 900	1911	38.23	2294
10	Київська	28 131	3868	77.36	4642
11	Кіровоградська	24 588	3381	67.62	4057
12	Луганська	26 684	3669	73.38	4403
13	Львівська	21 833	3002	60.04	3602
14	Миколаївська	24 598	3382	67.64	4059
15	Одеська	33 310	4580	91.60	5496
16	Полтавська	28 748	3953	79.06	4743
17	Рівненська	20 047	2756	55.13	3308
18	Сумська	23 834	3277	65.54	3933
19	Тернопільська	13 823	1901	38.01	2281
20	Харківська	31 415	4320	86.39	5183
21	Херсонська	28 461	3913	78.27	4696
22	Хмельницька	20 645	2839	56.77	3406
23	Черкаська	20 900	2874	57.48	3449
24	Чернівецька	8097	1113	22.27	1336
25	Чернігівська	31 865	4381	87.63	5258
Всього			82 768	1655	99 323

Таким чином, енергетичний потенціал сонячної радіації в Україні є достатньо високим для широкого впровадження як теплоенергетичного, так і фотоенергетичного обладнання практично в усіх областях. Термін ефективної експлуатації сонячних водонагрівачів у південних областях України становить 7 місяців (з квітня до жовтня), у північних областях – 5 місяців (з травня до вересня). У кліматометеорологічних умовах України для сонячного теплопостачання ефективним є застосування як плоских та трубчастих сонячних колекторів, так, у подальшому, і концентрувальних, які використовують пряму і розсіяну сонячну радіацію. Фотоенергетичне обладнання може достатньо ефективно експлуатуватися протягом всього року [3].

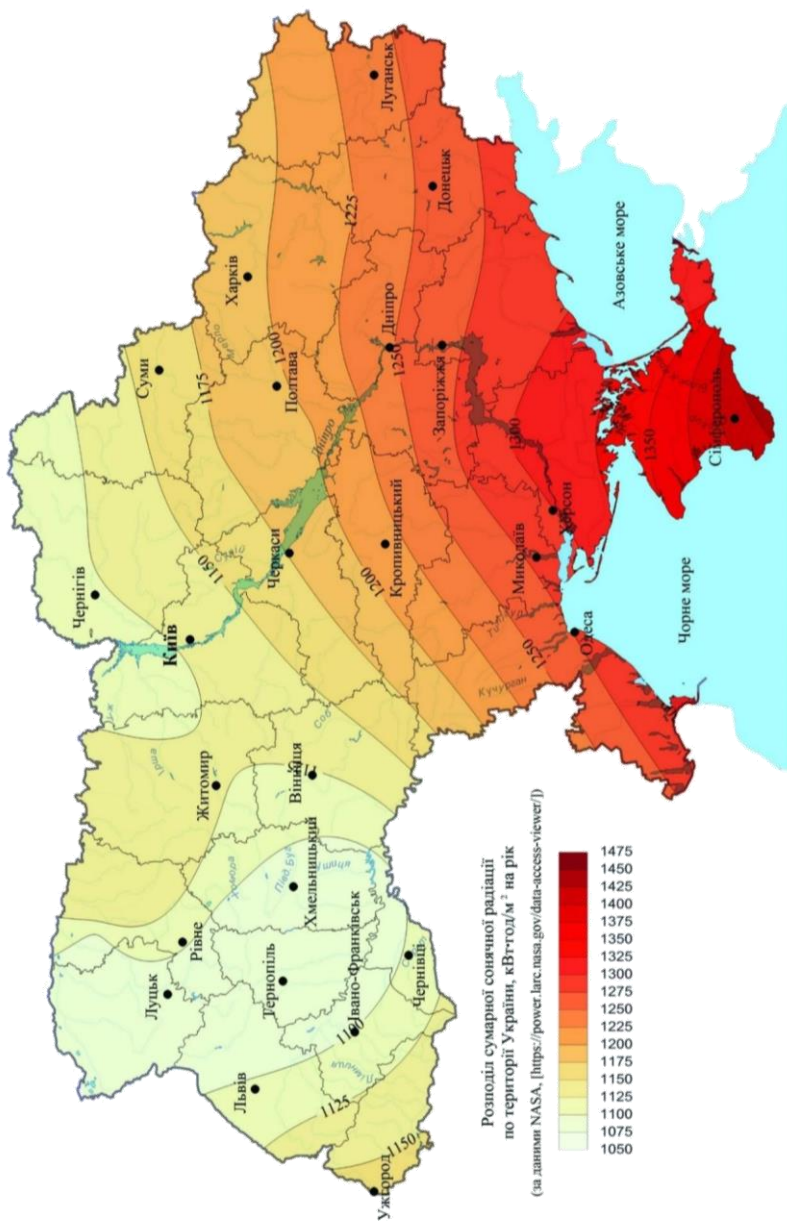


Рис. 3.5. Розподіл сумарної сонячної радіації по території України

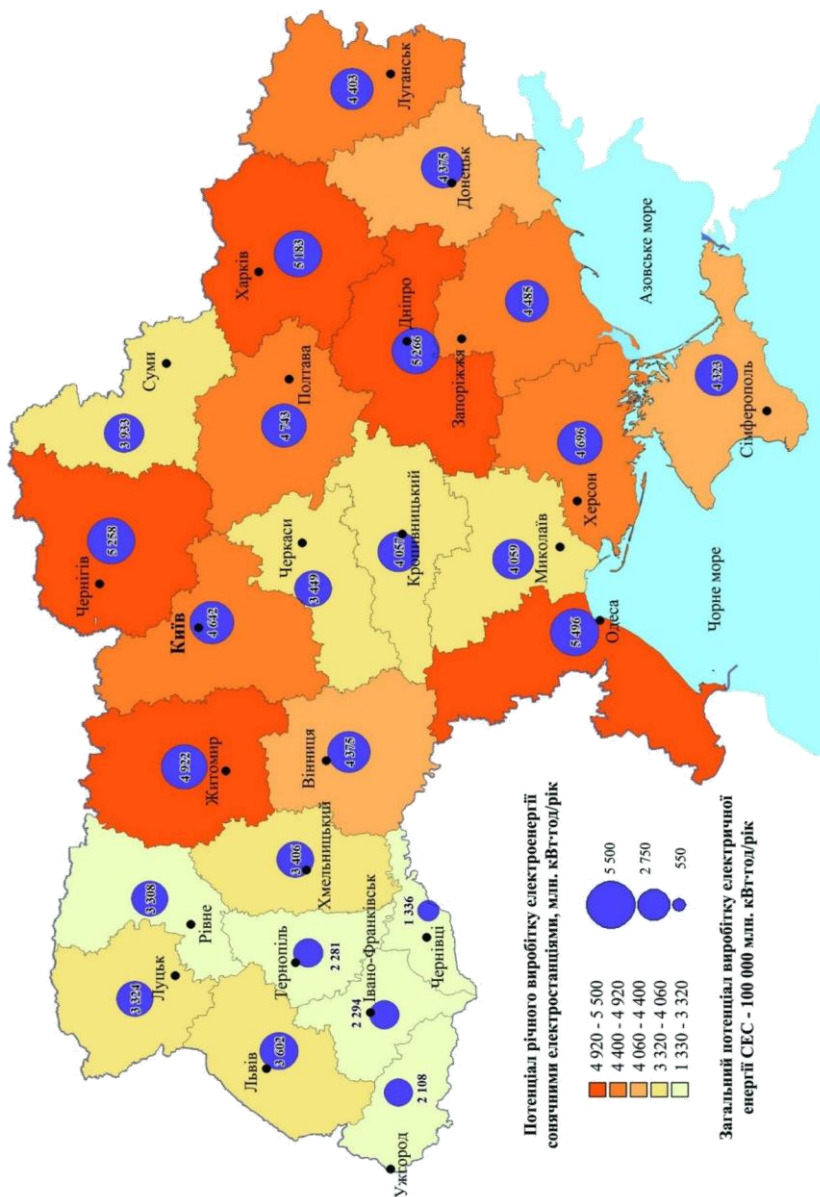


Рис. 3.6. Потенціал річного виробітку електроенергії сонячними електростанціями України

3.2. Сонячна електроенергетика

Світова сонячна електроенергетика здебільшого базується на використанні процесу прямого перетворення сонячної енергії на електричну із застосуванням методу фотоелектричного перетворення. Фотоелектричні джерела енергії застосовуються для живлення споживачів у дуже широкому інтервалі потужностей: від мінігенераторів для годинників і калькуляторів потужністю декілька ват до центральних мережових електростанцій потужністю в сотні мегават. Технологія виготовлення фотоелементів удосконалюється з кожним роком, при цьому витрати на їх виготовлення та ціна генерованої ними електроенергії постійно зменшуються, а коефіцієнт корисної дії збільшується. Останніми роками досягнуто значного технічного прогресу у фотоелектричному перетворенні сонячної енергії, що дозволило значно знизити питомі капіталовкладення в установки такого типу і собівартість електроенергії, ними виробленої.

Фотоелектричне перетворення сонячної енергії в цей час є одним з пріоритетних напрямів використання сонячної енергії, що обумовлюється можливістю отримання електроенергії практично в будь-якому районі; екологічною чистотою перетворення енергії; значним терміном роботи; невеликими затратами на обслуговування; незалежністю ефективності перетворення сонячної енергії від встановленої потужності.

Сучасні сонячні елементи мають такі переваги: в них відсутні рухомі частини, що зношуються; вони мають необмежений термін служби; вимагають мінімального обслуговування (або взагалі не вимагають такого); не забруднюють навколишнє середовище; на відміну від електрогенераторів інших типів, вони можуть застосовуватися в широких межах потужності – від одного вата і до декількох тисяч мегават.

Сьогодні на світовому ринку переважає використання кристалічного кремнію і тонкоплівкові технології. Найстарішими і найпоширенішими у світі (близько 85–90 % ринку фотоелектрики) є фотоелектричні системи на основі кристалічного кремнію. У таких системах на основі кристалічного кремнію високої чистоти використані елементи, зібрані в модулі й електрично з'єднані. Система тонкоплівкової технології складається з тонкого шару напівпровідникового матеріалу, нанесеного на скло, полімер або метал [15].

У сонячній фотоенергетиці сонячне випромінювання перетворюється на електроенергію напівпровідниковими перетворювачами, які володіють селективною спектральною чутливістю. Фотоелементи базуються на фотоелекті у напівпровідникових структурах з *p-n* переходами та гетеропереходами, на так званому вентильному фотоелекті, безпосередньо перетворюють сонячне випромінювання, що потрапляє на них, на електричну енергію, тобто є її генераторами. На відміну від фотоопорів і фотоелементів із зовнішнім фотоелектом, вони не потребують джерела зовнішньої напруги.

Типова структура фотоелемента з p - n переходом показана на рис. 3.7 [3, 16].

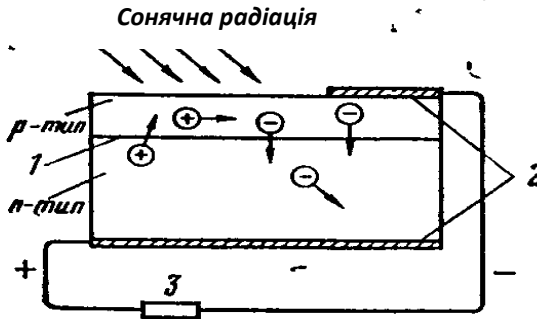


Рис. 3.7. Кремнієвий фотоелемент:
1 – спай; 2 – металева контактна плівка; 3 – опір навантаження

Фотоелектрогенератори для прямого перетворення енергії випромінювання Сонця на електричну енергію, зібрані з великої кількості послідовно і паралельно з'єднаних сонячних елементів, отримали назву сонячних панелей (СП). Сучасні сонячні панелі на основі фотоелектроперетворювачів генерують на світлі значну електричну потужність і застосовуються як для енергозабезпечення більшості космічних апаратів і багатьох наземних приладів різного призначення, так і для виробництва електроенергії у промислових масштабах.

Конструктивно сонячні панелі найчастіше виконують у вигляді плоскої панелі з фотоелементів, захищених прозорими плівками. Кількість фотоелементів у СП може досягати кількох сотень, площа панелі – декількох квадратних метрів, струм – сотень ампер, напруга – десятків вольт. Стандартним виконанням СП є панель площею 2-3 кв. м, яка генерує потужність до 500 Вт, напругою холостого ходу до 40 В

Підприємства з виробництва концентрованої сонячної енергії (КСЕ) використовують дзеркала для концентрування сонячного випромінювання на приймачі, який збирає і передає сонячну енергію до теплопровідної рідини, що може застосовуватися як для кінцевого використання, так і для генерування електричної енергії за допомогою звичайних парових турбін. Великі КСЕ-підприємства можуть бути оснащені системами акумулювання теплоти для постачання теплової енергії споживачам та генерування електричної енергії також і вночі, або якщо день хмарний. КСЕ-підприємства вимагають для свого функціонування наявність прямого сонячного випромінювання і тому є привабливим варіантом для встановлення в регіоні Сонячного поясу між 40 градусами північніше та південніше екватора [15].

На сонячній електростанції сьогодні припадає близько 4 % виробленої електроенергії з відновлюваних джерел енергії у світі. Перетворення сонячної енергії на електричну відбувається переважно за рахунок використання фотоелектричних елементів. Станції, що працюють на сонячній енергії, безшумні. Досвід країн ЄС та Північної Америки свідчить, що сонячна енергія може використовуватись у промисловому масштабі навіть вночі. В Іспанії та США є підприємства, що в темний час доби генерують електроенергію з теплоти, накопиченої за день. Істотним недоліком є те, що такі станції займають великі площі. Кожен 1 МВт потужності СЕС потребує відведення щонайменше 1,5 га землі. Мінусом також є те, що вихід енергії – непостійний [15].

Більшість нових об'єктів відновлюваної енергетики, введених у світі в 2018 році, – це майже 100 ГВт СЕС. Розвиток сонячної енергетики не лише зменшує обсяги використання органічного палива, але й сприяє соціально-економічному розвитку країн, забезпечуючи нові робочі місця. У сонячній енергетиці зайнято найбільше людей – 3,4 млн, і надалі прогнозується значне збільшення потужностей і, відповідно, кількість робочих місць [17].

За оцінкою МЕА, світова індустрія сонячного сегмента відновлюваної енергетики зазнала значного зростання протягом останніх декількох років. Це обумовлено поліпшенням показника сукупної вартості електроенергії (LCOE — Levelized Costs of Electricity), що відображає динаміку загальної вартості витрат протягом усього життєвого циклу, з урахуванням витрат на розробку, виробництво, розвиток, експлуатацію та утилізацію відпрацьованих пристроїв. Експерти корпорації Lazard Ltd щорічно оцінюють технології виробництва тепло- та електроенергії за показником LCOE, що дозволяє економічно об'єктивно порівнювати собівартість виробництва електроенергії електростанціями за різними джерелами енергії та технологіями. За результатами дослідження підтверджено подальше зниження вартості генерації великих фотоелектричних сонячних електростанцій [18].

При практично незмінній рентабельності вугільних технологій та зростанні витрат на розвиток об'єктів атомної генерації рентабельність сонячних електростанцій за 2017 рік збільшилася на 6 % порівняно 2016 роком. Інтервал приведеної вартості електроенергії (LCOE), що виробляється фотоелектричними сонячними електростанціями, становить, за розрахунками Lazard, 46–53 дол. США (кремнієві технології) і 43–48 дол. США (тонкоплівкові технології). У дослідженні наведено оціночні дані вартості енергії для фотоелектричних сонячних електростанцій, обладнаних накопичувачами енергії, що збільшує показник LCOE в два рази – до цілком прийнятної величини – 82 дол. США/МВт·год. Капітальні витрати в фотоелектричній сонячній енергетиці, за даними Lazard, перебувають в інтервалі 1100–1375 дол. США за кіловат установленної потужності (для розглянутих в моделі об'єктів установленною потужністю 30 МВт) [18].

Економічні аспекти розвитку сонячної енергетики в Україні вимагають детального аналізу цінової динаміки ринку обладнання та порівняльної собівартості енергії. Значне зниження вартості сонячних панелей (на 80 %) протягом останнього десятиліття та вартість сонячної енергії в межах 0,05–0,07 дол. за 1 кВт·год роблять цей напрямок одним з найбільш доступних та конкурентоздатних на ринку. Потенціал створення нових робочих місць також є значним. За оцінками, встановлення 1 МВт сонячної потужності може сприяти створенню до 25–30 нових робочих місць, що підкреслює соціальну значущість розвитку сонячної енергетики [19].

За аналітичною оцінкою прийнято коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) фотоелектричних сонячних електростанцій в 21–30 % (для кремнієвих технологій) і 23–32 % (для тонкоплівкових). Це відповідає статистичним даним, опублікованим Управлінням енергетичної інформації Міністерства енергетики США, за якими середній показник КВВП фотоелектричних сонячних електростанцій в країні в 2016 році дорівнював 27,2 % [18].

В Україні динаміка розвитку сонячної електроенергетики є найбільшою серед всіх ВДЕ – встановлені потужності сонячної енергетики України мають тенденцію до щорічного зростання. За виключенням втрат сонячних електростанцій внаслідок анексії Криму (408 МВт) в Україні існує тенденція до щорічного зростання потужностей СЕС. Протягом 2016 року встановлена потужність сонячних електростанцій збільшилась на 23 %, при цьому сонячна енергетика продемонструвала найбільший приріст з усіх впроваджених потужностей на основі ВДЕ – 99,1 МВт, серед них 36 нових суб'єктів і 47 нових об'єктів електрогенерації. Стрімкий розвиток СЕС в Україні обумовлений відносною простотою реалізації проєктів (порівняно з іншими технологіями ВДЕ), істотним падінням цін на обладнання (вартість 1 кВт потужності становить близько 900–1000 дол. США) та короткими строками реалізації проєкту (6 місяців разом із проєктуванням). Хоча обсяг виробництва електроенергії сонячними електростанціями зростає у середньому на 3,5 % протягом 2014–2016 років, середня кількість годин роботи станцій на повну потужність за останні три роки знизилась до 928 годин у рік, що відповідає коефіцієнту використання встановленої потужності на рівні 10,6 %. У 2018 році, за повідомленням Укрінформ, 71 % потужностей відновлюваної енергетики (2 ГВт) припадає на сонячні електростанції [20].

За даними Національної комісії, що здійснює державне регулювання в сфері енергетики та комунальних послуг в Україні за липень–вересень 2019 року були введені сонячні електростанції загальною потужністю 779,6 МВт, найбільшу – 388,5 МВт – було встановлено у Дніпропетровській обл. [17].

Національним планом дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року (затверджений Кабінетом Міністрів України розпорядженням від 1 жовтня 2014 р. № 902) передбачалось, що внаслідок розвитку та

вдосконалення технологій сонячної електроенергетики виробництво електроенергії в Україні може бути збільшено за рахунок введення в експлуатацію нових потужностей до 1050 ГВт·год у 2015 році (загальною потужністю 1000 МВт) та до 2420 ГВт·год у 2020 році (загальною потужністю 2300 МВт) [21].

На кінець 2020 року Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року в частині розвитку сонячної енергетики перевиконано майже втричі. Подальше стимулювання державою розвитку цього сектору відновлюваної енергетики на стороні виробника здійснюватиметься в мінімальних обсягах.

За підсумками 2021 року на сонячну енергетику в Україні припало понад 5 % загального виробництва електроенергії, сумарна потужність сонячних електростанцій становила 6320 МВт (без урахування тих, що перебувають на тимчасово окупованих територіях). Останніми роками наша держава мала одні з найвищих темпів розвитку сонячної енергетики в Європі, але війна з РФ спричинила значні збитки галузі – постраждали найсприятливіші для освоєння сонячної енергії південні регіони України, де сьогодні зосереджено понад 60 % промислових СЕС і де сьогодні йдуть активні бойові дії. За різними оцінками, понад 30 % сонячних електростанцій на окупованих територіях, а це приблизно 1120–1500 МВт встановленої потужності, зазнали руйнувань. Крім того, зруйновано більше 25 % непромислових (приватних) СЕС [22].

Загалом протягом 2022–2023 років в Україні введено в експлуатацію 371 МВт сонячних електростанцій (з них 287 МВт – приватними домогосподарствами). Протягом останніх двох років в Україні було запроваджено ринковий механізм стимулювання розвитку відновлюваної енергетики. Зокрема, замість моделі фіксованих платежів за «зеленим» тарифом (модель feed-in tariff) запроваджені модель ринкової премії (feed-in premium) для існуючих виробників за «зеленим» тарифом та модель контрактів на різницю (contract for difference) для майбутніх переможців аукціонів. Згідно з моделями ринкової премії (feed-in premium) та контрактів на різницю (contract for difference) виробники сонячної електричної енергії зможуть виступати безпосередніми учасниками ринку. При цьому вони можуть самостійно продавати електроенергію, оптимізуючи свої доходи від виробництва та зменшуючи свої небаланси. Водночас такі виробники мають право на отримання від Гарантованого Покупця надбавки у вигляді різниці між «зеленим» тарифом або аукціонною ціною та розрахунковою ринковою ціною [23].

У галузі відновлюваної електроенергетики України сонячні електростанції є найпоширенішим типом електрогенерації (близько 75 %). За даними реєстру НКРЕКП, станом на 24 квітня 2024 року в Україні нараховується 1369 сонячних електростанцій, що належать 931 ліцензіату. На

вільній від агресора території України розміщено близько 5900 МВт промислових СЕС та понад 1200 МВт домашніх малих СЕС, які також зазнають істотних втрат внаслідок бойових дій. Сонячна енергія залишається стратегічно важливим напрямом розвитку відновлюваної енергетики в Україні, однак через вплив воєнних дій розвиток сонячної енергетики потребує трансформації, зокрема щодо географічного розташування об'єктів [24].

Згідно з Розпорядженням КМУ № 761-р «Про затвердження Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року та плану заходів з його виконання» з початку 2024 року до 2030 року (показники станом на 2024 рік не враховують об'єкти, розташовані на тимчасово окупованих територіях) передбачається такий розвиток сонячної електроенергетики в Україні: сонячні електростанції – від 7327 МВт до 12 200 МВт (7200 МВт від виробників та 5000 МВт від споживачів).

За Розпорядженням КМУ № 757-р «Деякі питання проведення пілотних аукціонів з розподілу квоти підтримки у 2024 році» із квот, які підлягають розподілу під час перших пілотних аукціонів, для підтримки сонячної енергетики передбачені сонячні електростанції – 11 МВт, що будуть розташовані на лівому березі Дніпра, на аукціоні, запланованому на жовтень 2024 року. Розпорядженням про аукціон з розподілу квоти для сонячних електростанцій встановлено максимальні цінові пропозиції – 9 євроцентів за 1 кВт·год, тоді як інші на основі ВДЕ, які мають право на підтримку – 12 євроцентів за 1 кВт·год.

Аукціони будуть проводитися Державним підприємством «Гарантований покупець» на платформі Prozorro.Sale. Згідно з Законом України «Про альтернативні джерела енергії», для участі в аукціоні учасник повинен подати заявку, що супроводжується безумовною та безвідкличною банківською гарантією у розмірі 5 євро за 1 кВт потужності, на яку він прагне отримати підтримку, а також інформацію про кінцевого бенефіціарного власника, копії документів, що містять інформацію про органи управління учасника та інформацію про афілійованих осіб. Переможці аукціонів щодо впровадження об'єктів сонячної електроенергетики зобов'язані надати банківську гарантію у розмірі 15 євро за 1 кВт потужності та ввести в експлуатацію сонячні електростанції протягом 18 місяців.

Держенергоєфективності України представив типову фінансову модель СЕС встановленою потужністю 1 МВт для Київської обл. – розмір необхідних інвестицій становить близько 1,14 млн євро, термін окупності – близько 7 років («зелений» тариф: 15,99 євроцентів/кВт·год) [14].

Приклади використання фотоенергетичного устаткування на різних об'єктах в Україні показано на рис. 3.8 і 3.9 [3].



Рис. 3.8. Система фотоелектричного освітлення ботанічного саду в м. Києві



Рис. 3.9. Фотоелектрична станція потужністю 10 кВт на острові Зміїний

Внаслідок багаторічних досліджень в Україні створена науково-дослідна база для подальшого розвитку й масового виробництва сонячних фотоелементів, модулів і батарей на основі напівпровідникового кремнію. Головною проблемою сучасної фотоенергетики України є створення науково-технологічних основ для виробництва фотоелектричних перетворювачів з вищим ККД для зменшення вартості виробленої електроенергії. Потребують удосконалення й упровадження нові тонкоплівкові технології виробництва сонячних модулів, які працюють протягом усього світлового дня і на

виготовлення яких витрачається в 100 разів менша кількість дефіцитного кремнію.

За результатами наукових досліджень ІВЕ НАН України створено дослідні експериментальні зразки, зокрема, фототермічних модулів та системи автономного живлення від фотобатарей (рис. 3.10).



Рис. 3.10. Дослідний експериментальний зразок фототермічного модуля

Виконано комплекс фундаментальних досліджень з аналітичного та чисельного моделювання процесів взаємодії сонячного випромінювання з активними поверхнями фотобатарей і сонячних колекторів і їх електротеплового стану із застосуванням методів синергетичного аналізу стійкості [7].

Як приклади розроблених проєктів сонячних фотоелектричних станцій можна назвати такі: Добровлянська ФЕС потужністю 4,17 МВт в Заліщицькому районі Тернопільської обл., Сичівська ФЕС потужністю 2,0 МВт у Христинівському районі Черкаської обл., проєкт сонячної фотоелектричної станції «Артек» потужністю 1,0 МВт з автоматизованою системою диспетчерської служби й візуалізації на території МДЦ Артек у смт Гурзуф, Автономна республіка Крим та перша в м. Києві промислова сонячна дахова фотоелектрична станція (рис. 3.11).

На основі розробленого методу синергетичного аналізу стану струмових каналів у фотоперетворювачах і його стійкості сформульовано вимоги до структури та параметрів вторинних джерел живлення для енергопостачання різних видів навантажень.



Рис. 3.11. Перша в м. Києві промислова сонячна дахова фотоелектрична станція

Подальший розвиток сонячної електроенергетики в умовах повномасштабної війни з рф було відображено в положеннях Плану відновлення України до 2032 року, презентованого Урядом України в липні 2022 року на міжнародній конференції донорів в Лугано. Сектор відновлюваних джерел енергії відповідно до даного Плану передбачає такий розвиток: до 2032 року планується будівництво 5–7 ГВт нових сонячних та вітроелектростанцій для розширення експортної спроможності України. За сучасних ринкових реалій в Україні й відповідно до цілей, встановлених у Плані RePowerEU, активного розвитку набуде сектор малої сонячної генерації – встановлення фотоелектричних систем на дахах будівель та в домашніх господарствах. RePowerEU передбачає обов’язковість встановлення сонячних панелей на дахах будівель (нових комерційних і громадських) до 2025 року, а також на дахах нових житлових будівель – до 2029 року. Ціль Плану полягає у збільшенні частки сонячної фотоелектричної енергії до 2025 року та досягнення загальних 600 ГВт до 2030 року [25].

3.3. Сонячна теплоенергетика

Використання сонячної енергії для отримання теплової енергії має давні традиції й дуже широкий спектр застосування. Внаслідок розробки та застосування сучасних техніки й технологій було створено нову галузь – теплову геліоенергетику, основою якої є використання пристроїв та обладнання, що перетворюють сонячну радіацію на теплову енергію.

Теплові процеси, які використовують енергію сонячного випромінювання, опрацьовані майже для всіх напрямів теплових технологій теплопостачання – гаряче водопостачання та опалення, холодопостачання, кондиціювання повітря, отримання прісної води, сушіння матеріалів та виробів і низка інших. Для реалізації цих процесів розроблена широка гама необхідних пристроїв та обладнання, здійснюється їх серійне виробництво.

Основним елементом геліосистеми є сонячний колектор, в якому, власне, й відбувається перетворення енергії сонячної радіації на теплову енергію. Тому обсяги впровадження таких систем вираховуються в квадратних метрах сонячних колекторів, розрахунок ведеться по загальній площі та, в разі порівняльних розрахунків між окремими країнами, по питомих величинах на одного мешканця.

Теплову енергію сонячного випромінювання можна використовувати в житлових, громадських та промислових будівлях, для сушіння різноманітних продуктів та матеріалів, задіяти в технологічних процесах у промисловості та сільському господарстві. Застосування в системах теплопостачання обладнання сонячної теплової енергетики є позитивним з погляду екології – кількість шкідливих викидів в атмосферу зменшується на величину, яка утворювалась би внаслідок згоряння заощадженого органічного палива.

Найширше сонячна енергетика застосовується в системах теплопостачання. Вони використовуються для гарячого водопостачання, опалення та інших потреб, це дозволяє значно зменшити використання органічного палива.

Вважається, що перший водонагрівач створено ще 1767 року в Швейцарії. Сьогодні сонячне водонагрівання стало нормою практично в усіх країнах з теплим кліматом, а різні заходи щодо заохочення для поліпшення стану довкілля сприяли встановленню сонячних водонагрівачів і в багатьох країнах з холоднішим кліматом. США експлуатує 10 млн м² колекторів, що дає річну економію 1,5 млн т палива. В Європі щороку вводиться в дію 3 млн м² плоских колекторів, що еквівалентно потужності 1,5 тис. МВт. У Китаї ще у 2009 році було встановлено 140 млн м² сонячних колекторів, а на 2020 рік було заплановано 300 млн м². Базові колектори в Китаї дешевші від західних на 80 %. Широко застосовують сонячні водонагрівачі в Ізраїлі, де 95 % квартир обладнані такими системами. Іспанія, крім потужних фотоелектричних систем, має великий перелік сонячних водонагрівних систем. Багато зусиль

прикладають до цього руху і в Австралії, де діють різні стимули й постанови. Основний спосіб використання сонячної енергії в Туреччині – гаряче водонагрівання за допомогою плоских сонячних водонагрівачів. Приблизно 100 компаній виробляють сонячні колектори в обсязі понад 750 000 м² [26].

Ефективно використовувати сонячні водонагрівачі можуть не тільки домашні господарства. У промисловості вигідно для попереднього нагрівання води використовувати сонячну енергію. В такий спосіб зменшується залежність від росту цін на енергоносії – сонячний водонагрівач дає швидку й істотну економію енергії. Залежно від об'єму гарячої води й місцевого клімату підприємство може економити 40–80 % вартості електроенергії та інших енергоносіїв. Для забезпечення високотемпературних процесів на виробництвах використовують сонячні концентратори, які можуть видавати температуру в кілька сотень градусів. Наочним прикладом реалізації колекторів є система щоденного забезпечення гарячою водою 24-поверхового офісу Кук Джей у Сеулі (Південна Корея). Сонце забезпечує 85 % енергії для нагрівання води. Система працює з 1984 року й допомагає економити 10–20 % ще й теплової енергії на опалення. Способи використання сонячної енергії в будинках і в промисловості наведено в [26, 27].

У всіх країнах, де має місце високий рівень приросту об'ємів впровадження сонячних колекторів, створено повний комплекс нормативно-правового забезпечення процесу, діють державні програми, що передбачають повне нормативно-методичне забезпечення діяльності в галузі сонячної теплоенергетики і пакет засобів економічної підтримки (зазвичай або кредити, або податкове зарахування витрачених засобів); створена розгалужена інфраструктура з підрозділами на рівні територіальних громад. Важливою формою роботи є розвиток суспільної думки, що підтримує такі кроки. Мати геліоустановки на даху свого будинку або підігрівати воду в басейні – це не тільки вигідно, але й соціально престижно.

3.3.1. Класифікація та принцип дії сонячних колекторів

Основним елементом систем активного теплопостачання є сонячний колектор.

Сонячні колектори класифікуються за такими ознаками:

- за призначенням – для гарячого водопостачання, опалення;
- за видом теплоносія – рідинні та повітряні;
- за терміном експлуатації – сезонні та цілорічні;
- за технічними рішеннями – одно-, дво- і багатоконтурні.

У сучасних низькотемпературних системах теплопостачання (до 100 °С), які застосовуються для перетворення сонячної енергії на низькопотенційну теплоту для гарячого водопостачання, опалення та інших теплових процесів здебільшого використовують так званий плоский сонячний колектор, що являє собою геліоприймальний абсорбер, по якому циркулює

теплоносії. Сонячні колектори теплоізолювані з тильної та заklenі з лицевої сторони. Експлуатаційні витрати на роботу системи гарячого водопостачання на базі СК мінімальні, адже електрична енергія витрачається тільки на роботу циркуляційного насоса. Наприклад, для потреби громадського закладу в 650 л/добу гарячої води, річний виробіток теплової енергії плоскими сонячними колекторами становить 8,7 МВт·год (7,5 Гкал) [14].

Під впливом сонячного випромінювання (переважно інфрачервоної складової) у поглинальній панелі відбувається перетворення сонячної енергії на теплову, внаслідок чого рідкий теплоносії, що проганяється через трубки, відбирає отриману теплоту. Високоселективне покриття прозоре для інфрачервоного випромінювання, але є дзеркалом для теплового, завдяки чому перетворена енергія майже не випромінюється поглинальною панеллю. Прозора ізоляція й теплоізоляційний шар зменшують втрати теплової енергії.

У системах високотемпературного теплопостачання (вище за 100 °С) застосовують високотемпературні сонячні колектори. На цей час найкращим з них вважається концентрувальний сонячний колектор Луза, що є параболічним жолобом з чорною трубкою в центрі, на яку концентрується сонячне випромінювання. Такі колектори дуже ефективні, коли необхідно створити температурні умови вище 100 °С – у промисловості або для виробництва пари в електроенергетиці; їх недоліком є неможливість використання розсіяної сонячної радіації [3].

Прості у виготовленні сонячні колектори зазвичай використовуються у невеликих водонагрівальних установках. У великих установках з колекторами великої площі теплоприймальну пластину і раму зі склом можна зробити незалежними одне від одного й, об'єднавши обидва ці елементи за допомогою конструкційного матеріалу, ввести їх у структуру будинку у вигляді елементів стіни або даху.

Більшість плоских колекторів складається з п'яти основних елементів (рис. 3.12) [3]:

- 1) корпус, що містить елементи СК і захищає їх від атмосферних впливів;
- 2) прозоре покриття з одного або більше шарів скла або пластмасової плівки;
- 3) трубки або канали, виготовлені як одне ціле разом з поглинальною пластиною або приєднані до неї, по яких проходить вода, повітря чи інший теплоносії;
- 4) поглинальна пластина, зазвичай металева, з чорною або селективною поверхнею, хоча можна використовувати безліч інших матеріалів, особливо для повітрянагрівачів;
- 5) ізоляція, яку необхідно передбачати на тильній і бічних сторонах колектора, щоб звести до мінімуму теплові втрати.

У ряді випадків деякі елементи можна вилучати з пристроїв,

призначених для невеликого підвищення температури, наприклад, при нагріванні води в плавальних басейнах.

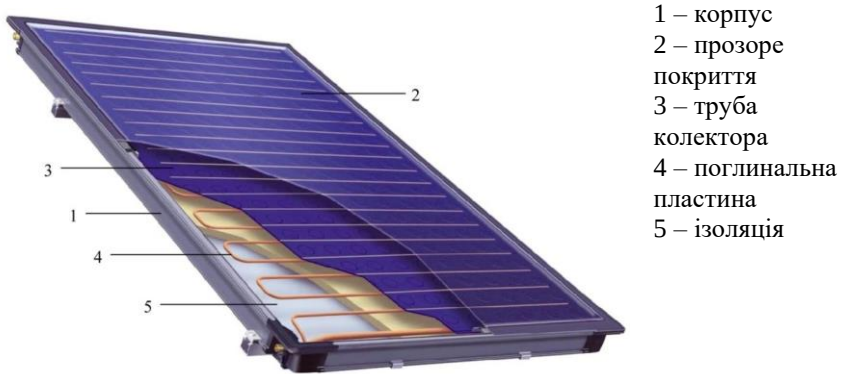


Рис. 3.12. Конструкція плоского сонячного колектора

В ідеальному колекторі все випромінювання, що потрапляє на нього, повинне перетворюватися на корисну теплоту теплоносія. На практиці корисна теплота завжди менше сонячної радіації, що падає. Це обумовлено різними факторами і докладний аналіз теплових характеристик плоского колектора складний.

Одним зі шляхів поліпшення характеристик плоских колекторів є створення вакууму між теплоприймальною поверхнею і прозорою ізоляцією для зменшення теплових втрат. Щоб при цьому запобігти руйнуванню прозорої ізоляції під дією атмосферного тиску, між теплоприймачем і склом можна вставити короткий розпірний стрижень. Такі самі стрижні можна використовувати для закріплення теплоприймача відносно задньої стінки на деякій відстані. Вакуум є найкращою ізоляцією в порівнянні з будь-яким матеріалом будь-якої практично можливої товщини. На рис. 3.13 показано скляний вакуумний колектор [3].

За рахунок низького ступеня чорноти поглинальної поверхні зменшуються втрати випромінювання, а завдяки наявності вакууму між теплоприймальною стінкою й прозорою ізоляцією зводяться до мінімуму конвективні втрати.

Трубчасті колектори мають важливу особливість, яка полягає в тому, що втрати при відбиванні прямого випромінювання будуть значно меншими, ніж у колекторах з плоскою заскленою поверхнею.



Рис. 3.13. Скляний вакуумний колектор

В окремих випадках ефективно застосовувати колектори з тепловою трубою та термосифоном. Невелику кількість рідини, що перебуває в рівновазі із своєю насиченою парою, запаяно всередині труби. При підведенні теплоти до одного з кінців теплової труби рідина випаровується, а надлишок пари конденсується на іншому кінці труби, що не обігрівается. Конденсат повертається до кінця труби, що обігрівается, під дією капілярних сил. У деяких сонячних нагрівальних установках повернення конденсату може здійснюватися під дією гравітаційних сил. Оскільки процес випаровування й конденсації відбувається при постійному тиску і, відповідно, при постійній робочій температурі, то теплова труба здатна передавати теплоту при дуже малих різницях температур всередині труби. Недоліком є зниження ефективності при переносі теплоти від теплової труби до вторинного контуру.

Під час використання як теплоносія повітря необхідно застосування іншої конструкції сонячного колектора. По-перше, об'ємна витрата теплоносія буде набагато більшою. Питома теплоємність 1 м^3 повітря дорівнює приблизно $0,36 \text{ Вт} \cdot \text{год} / ^\circ\text{C}$, а 1 м^3 води – $1160 \text{ Вт} \cdot \text{год} / ^\circ\text{C}$. По-друге, коефіцієнт тепловіддачі від стінки до повітря є значно меншим, ніж до рідини. Отже, колектор повинен бути місткішим і мати розвиненішу поверхню тепловіддачі. Розроблено кілька типів повітряних систем, однак їх можливості вивчені далеко не так повно, як можливості водяних колекторних систем [3].

Повітряний сонячний колектор – це дуже простий пристрій, призначений для сезонної роботи, наприклад для підтримки комфортної температури в будинку восени й навесні. Хоча робота повітряного сонячного колектора характеризується низьким ККД, однак він є цілком прийнятним як допоміжне міжсезонне джерело теплопостачання.

Залежно від призначення в геліосистемах на основі сонячних колекторів використовують різні теплоносії. Так у тих, що працюють тільки влітку, можна

використовувати воду. В зимовий період вода повинна зливатись з колектора. Всесезонні колектори використовують незамерзаючу рідину. При цьому необхідно враховувати те, що характеристика цієї рідини відрізняється від води [28].

Для узгодження роботи всіх елементів геліосистеми потрібні пристрої автоматичного керування. Це відбувається на основі даних, отриманих від різних датчиків, вмонтованих у колектор, бак, резервне джерело енергії (ТЕН, котел та інші). На основі аналізу даних про температуру приймається рішення про вмикання циркуляційного насоса або додаткового нагрівального обладнання. Це дозволяє регулювати параметри роботи, а саме: температуру води в накопичувальному баку, максимальну температуру ГВП, обмеження роботи резервного джерела енергії протягом дня. У складніших системах можна використовувати автоматику для зміни кута нахилу колектора і зміни його орієнтації за Сонцем, що збільшує продуктивність виробництва гарячої води на 30–35 % [28].

Промисловим виробництвом колекторів сонячної енергії займаються в основному середні та дрібні фірми, яких, наприклад, тільки в США нараховується більше двохсот. Основні зусилля фірм-розробників спрямовані на покращення техніко-економічних показників за рахунок зниження собівартості колектора при високих теплофізичних показниках, зниження матеріалоемності, збільшення терміну служби.

Проведено порівняльний аналіз базових варіантів конструктивного й технологічного виконання найпоширеніших у світі сонячних колекторів за допомогою методики аналізу з використанням методу парних порівнянь та визначені критерії їх оцінок. Маркетинговий аналіз типів та конструкцій сонячних колекторів показав, що найвищу інтегральну оцінку, 8,74, отримали колектори з тепловими трубами, далі йдуть трубчасті вакуумні колектори – 8,26, потім – плоскі сонячні колектори – 7,91, і завершують ряд відкриті сонячні колектори – 7,49 відповідно. Внаслідок проведеного порівняльного аналізу чотирьох базових типів сонячних колекторів визначили, що для ефективного інвестування в галузі сонячної енергетики (теплової частини) є колектори з тепловими трубами з ККД 80 %, а одним з головних критеріїв щодо вибору будь-якого сонячного колектора є ККД [29].

3.3.2. Системи сонячного теплопостачання

Системи сонячного теплопостачання (ССТ) класифікують як [3]:

- системи активного сонячного теплопостачання, що використовують так звані активні установки на основі сонячних колекторів, в яких як теплоносії циркулює рідина (вода, розчини солей) або газ (повітря);
- системи пасивного сонячного опалювання, в яких різні конструкційні елементи й матеріали використовуються як теплоприймачі – використання

сонячної енергії проводиться за рахунок планувального й архітектурно-будівельного розташування споруд та їх конструктивних елементів;

- комбіновані системи сонячного теплопостачання, в яких використані елементи пасивного й активного сонячного теплопостачання.

Найбільшого поширення одержали установки сонячного гарячого водопостачання житлових і суспільних будинків, а також побутових приміщень промислових підприємств. Це пояснюється тим, що до систем гарячого водопостачання не ставляться такі жорсткі вимоги щодо надійності, як до систем опалення, і тому установки можуть бути використані в багатьох випадках автономно, що поліпшує їх економічні показники. Крім того, в районах південніше 50° північної широти в річному балансі витрати теплоти житловими й суспільними будинками на гаряче водопостачання становлять 40–75 %. Виходячи з цього, застосування сонячних установок гарячого водопостачання може дати значну економію палива при відносно невеликих витратах. У побутових та виробничих умовах для гарячого водопостачання часто застосовують активні сонячні системи з природною циркуляцією теплоносія, що спрощує їх монтаж і експлуатацію. Одна з таких найпростіших термосифонних систем (рис. 3.14) дозволяє організувати ефективне гаряче водопостачання у стаціонарних і автономних умовах дачних та житлових будинків, таборах відпочинку, на фермах, пасовищах тощо [3].



Рис. 3.14. Термосифонна система сонячного теплопостачання з природною циркуляцією теплоносія

Головними складовими сонячної опалювальної установки є:

- сонячний колектор (водяного або повітряного типу, вакуумний чи плоский);
- теплоакумулювальне устаткування та теплоносії для нього (вода, каміння, бетон, хімічні матеріали – антифриз та ін.);
- теплоносії для опалення приміщення (вода, повітря), нагрівальні прилади (радіатори, труби).

Існує два основні способи передавання сонячної теплоти приміщенням:

- 1) накопичення зібраної колектором теплоти в акумуляторі;
- 2) акумулювання конструкціями споруди – стінами, підлогою, стелею та іншими будівельними елементами теплоти, яка безпосередньо надходить із сонячним випромінюванням у приміщення.

Перший спосіб належить до активної сонячної системи і пов'язаний з необхідністю використання спеціальних засобів, а другий спосіб – до пасивної сонячної системи без застосування спеціальних пристроїв.

Основним компонентом активної сонячної енергетичної системи, що перетворює променеву енергію Сонця на корисну теплову енергію й віддає цю теплоту теплоносію, є сонячний колектор. Теплоносії переносить цю теплоту в будівлю чи в акумулятор для подальшого використання [30].

Досить поширеними є системи сонячного теплопостачання з примусовою циркуляцією теплоносія, одна з яких показана на рис. 3.15 [3].

Перспективним є застосування так званих пасивних систем сонячного опалення, тобто систем, в яких не використовується спеціальне обладнання, а самі конструкційні елементи будівель та споруджень є приймачами та акумуляторами сонячної енергії. Такі системи дають змогу в різних кліматичних зонах заощаджувати від 20 до 60 % традиційного палива, що витрачається на опалення. Зазвичай у будівлях з пасивним сонячним опаленням для підвищення ефективності одночасно використовується декілька типів систем, наприклад геліотеpliers, оранжерея або зимовий сад, прибудовані до південного фасаду будівлі, південні засклені теплоакумулювальні стіни, вікна, тераси, балкони тощо [3].

Під час розробки пасивної геліосистеми враховуються загальні обмеження, від яких залежить ефективність системи – географічне положення об'єкта, його розміри, призначення, верхня межа вартості, доступність і вартість додаткових матеріалів та робіт; при цьому обов'язковим є проведення техніко-економічних розрахунків. Теплоакумулювальні конструкції повинні бути орієнтовані в просторі так, щоб вони могли використовувати пряме або відбите від інших конструкцій чи елементів інтер'єру сонячне випромінювання. При цьому найкращим твердим теплоакумулювальним матеріалом є бетон, за ним – цегла, дуб, сосна, гіпс (суха штукатурка). У міру вдосконалення технологічних рішень, покращення якості обладнання та

підвищення його економічності масштаби використання пасивного сонячного теплопостачання будуть розширюватись.

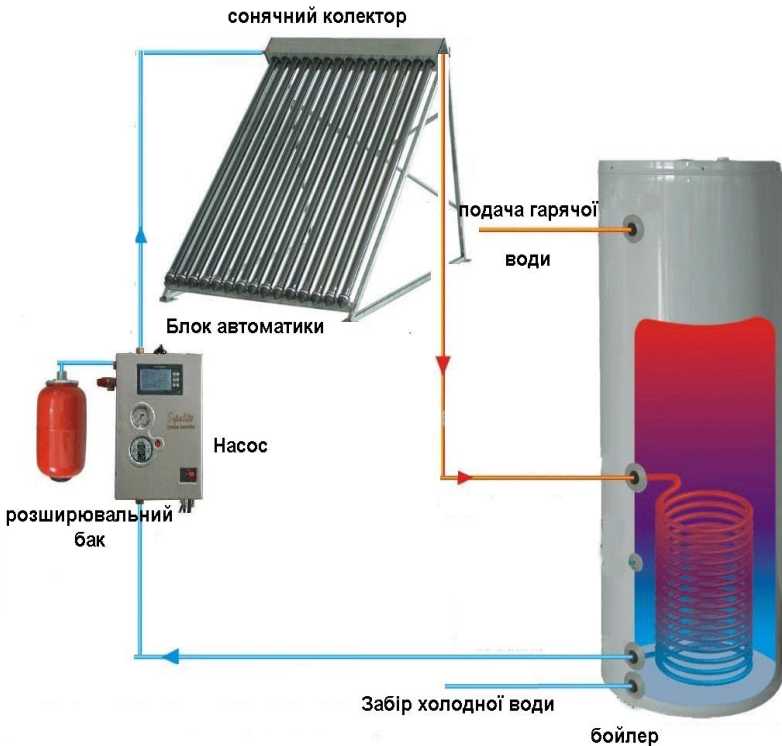


Рис. 3.15. Система сонячного теплопостачання з примусовою циркуляцією теплоносія

На практиці найрозповсюдженішими є системи комбінованого сонячного теплопостачання, причому існує безліч найрізноманітніших варіацій. Застосування таких комбінованих сонячних енергосистем дозволяє ефективніше використовувати енергію сонячного випромінювання.

Необхідно завжди враховувати, що, запроваджуючи сонячне теплопостачання, недоцільно орієнтуватися на найнесприятливіші умови надходження сонячної енергії; в таких випадках ефективним є комплексне використання різних джерел енергії – як традиційних, так і нетрадиційних. Ураховуючи всі техніко-економічні аспекти, можна досягти помітного зменшення капіталовкладень та заощадження органічного палива.

Достатньо високий рівень готового до серійного виробництва та широкий діапазон можливого застосування в Україні обладнання сонячної теплової енергетики показує, що для масштабного впровадження й отримання значного заощадження паливно-енергетичних ресурсів необхідне лише підвищення зацікавленості виробників до випуску великих партій такого обладнання.

Активно йде відпрацювання систем сонячного теплопостачання з сезонною акумуляцією теплової енергії, що дозволяє збільшити частку сонячної радіації в покритті річних витрат енергії на теплопостачання до 45–75 %. Опрацьовується велика кількість різноманітних способів акумуляції – в спеціальних ємностях, у так званих породних ямах, у підземних водоносних горизонтах, у природних водоймах, у скельних породах, у ставках для акумулювання сонячної енергії й низка інших [31].

На сучасному технологічному рівні міжсезонне акумулювання (тобто акумулювання надлишків теплової енергії, що утворюється в літній період, для того, щоб використовувати її взимку) з економічного погляду не завжди вигідне. Однак корисно й необхідно забезпечувати запас теплової енергії, що відповідає дво- або триденним потребам (у жовтні або березні) для того, щоб підтримувати систему опалення та гарячого водопостачання в робочому режимі протягом одного чи двох днів за повної відсутності надходження сонячної радіації. Для акумулювання й збереження надлишку теплової енергії, отриманої в теплових геліосистемах, використовують теплові акумулятори у вигляді резервуарів, наповнених водою, камінням, гравієм тощо, залежно від конкретних умов. Добре ізольований бак з водою може зберігати досить високу температуру понад тиждень, а в невеликих баках з тонким шаром теплоізоляції температура знижується на 10–15 °C за добу.

3.4. Застосування сонячних панелей та сонячних колекторів у приватних господарствах України

Застосування фотобатарей та сонячних колекторів у приватних господарствах України є достатньо ефективним практично на всій території.

За інформацією Solar Academy в Україні сегмент домашніх сонячних електростанцій (СЕС_д) останніми роками активно зростає. Станом на 01.01.2020 в Україні майже 22 000 домогосподарств встановили сонячні електростанції, загальною потужністю 553 МВт. Впровадження СЕС_д та збільшення потужностей по роках таке: 2014 р. – 21 СЕС_д загальною потужністю 0,1 МВт; 2015 р. – 223 СЕС_д потужністю 2,1 МВт; 2016 р. – 865 СЕС_д потужністю 14,5 МВт; 2017 р. – 1901 СЕС_д потужністю 34,3 МВт; 2018 р. – 4440 СЕС_д потужністю 106 МВт; 2019 р. – 14 518 СЕС_д потужністю 396 МВт. Лідерами щодо впровадження домашніх сонячних електростанцій є такі області: Дніпропетровська, Тернопільська, Київська (без м. Києва), Івано-Франківська, Закарпатська.

У цілому на кінець 2021 року в Україні нараховується близько 45 000 домогосподарств, які використовують сонячні панелі, загальна потужність таких СЕС перевищила 1,2 ГВт. За розрахунками Держагентства з енергоефективності та енергозбереження, домогосподарства і установлені сонячними станціями загальною потужністю 1205 МВт в середньому за рік можуть виробляти близько 1400 млн кВт·год електроенергії. Цього достатньо, щоб забезпечити близько 460 000 домогосподарств екологічно чистою електроенергією. У трійку регіонів-лідерів за кількістю встановлених родинами СЕС увійшли такі області [32]:

- Дніпропетровська – 6466 СЕС загальною потужністю 183 МВт;
- Закарпатська – 3744 СЕС загальною потужністю 109 МВт;
- Тернопільська – 3447 СЕС загальною потужністю 98 МВт.

Домогосподарства, які встановили СЕС_д, повністю забезпечують себе електричною енергією та є найбільш енергоефективними, оскільки надлишок виробленої «чистої» енергії продають по «зеленому» тарифу, який з 2020 року становить 16,26 євроцентів/кВт·год. У зазначені електростанції українські родини інвестували близько 450 млн євро. Але оскільки загалом в Україні налічується понад 6,5 млн домогосподарств, то лише незначна кількість із них встановили домашні СЕС.

Вибираючи сонячні фотоелектричні технології, необхідно знаходити компроміс між початковими витратами, ефективністю модуля та тарифами на електроенергію. У країнах зі значними сонячними енергоресурсами та високими тарифами на електроенергію ціни на електроенергію, вироблену фотоелектричними системами, для населення вже порівнялися з роздрібними цінами.

За допомогою енергії Сонця можна частково забезпечити електроенергією мешканців приватного сектору, (паралельно з роботою електричної мережі). Для цього використовуються фотоелектричні елементи, які розташовуються на даху будинку.

Для малопотужних станцій місцем для встановлення можуть слугувати дахи будинків за умови підвищення їх несучої здатності (рис. 3.16) [15].



Рис. 3.16. Дахова сонячна електростанція

Фотоелементи широко використовуються і для автономного освітлення. Попит на них зростає щороку завдяки розвитку технологій та зниженню вартості обладнання.

Держенергоефективності України представив типові фінансові моделі СЕС для приватного домогосподарства (табл. 3.3). Розрахунок проведено для Київської обл. [15].

Таблиця 3.3. Типові фінансові моделі СЕС для приватного домогосподарства

Встановлена потужність, кВт	Власне споживання, кВт·год/рік	Термін окупності, роки	Необхідні інвестиції, євро
5	2000	11	8000
10	2500	9	15 000
30	4000	7	36 000

Примітка. «Зелений» тариф: 19,01 євроцентів/кВт·год

Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), від 24 вересня 2024 року № 1663 «Про встановлення «зелених» тарифів на електричну енергію, вироблену генеруючими установками приватних домогосподарств», оприлюдненою на офіційному вебсайті Регулятора 25.09.2024, встановлено з 01.10.2024 «зелений» тариф на електричну енергію, вироблену з енергії сонячного випромінювання генерувальними установками приватних домогосподарств, встановлена потужність яких не перевищує 30 кВт та які введені в експлуатацію [33]:

- з 01 квітня 2013 року до 31 грудня 2014 року – 1641,56 коп/кВт·год (без ПДВ);
- з 01 січня 2015 року до 30 червня 2015 року – 1476,42 коп/кВт·год (без ПДВ);
- з 01 липня 2015 року до 31 грудня 2015 року – 916,91 коп/кВт·год (без ПДВ);
- з 01 січня 2016 року по 31 грудня 2016 року – 870,08 коп/кВт·год (без ПДВ);
- з 01 січня 2017 року до 31 грудня 2019 року – 828,17 коп/кВт·год (без ПДВ);
- з 01 січня 2020 року до 31 грудня 2023 року – 744,37 коп/кВт·год (без ПДВ);
- з 01 січня 2024 року до 31 грудня 2024 року – 670,43 коп/кВт·год (без ПДВ).

Пропонується автономна сонячна електростанція – альтернативне джерело електроенергії для приватного житлового будинку або невеликого підприємства (рис. 3.17) [34].

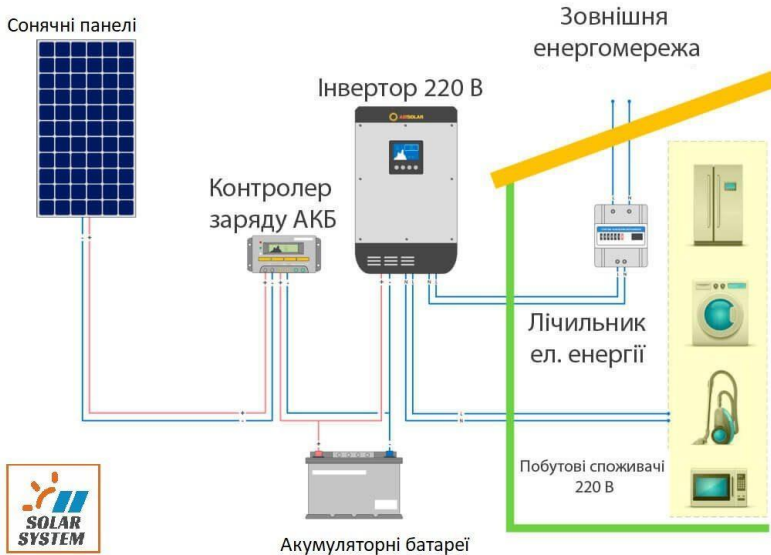


Рис. 3.17. Автономна сонячна електростанція

За допомогою такої системи можливо досягти подвійної вигоди – істотно скоротити витрати на оплату електроенергії та гарантувати енергозабезпечення власного будинку на випадок аварії або планового відключення. Основними елементами сонячної системи є: сонячні панелі, акумуляторні батареї, контролер заряду і автономний інвертор. Автономна сонячна електростанція безпечна, надійна, безшумна. За умови правильного проєктування та раціональної експлуатації система може гарантувати альтернативне енергозабезпечення.

Технічні можливості таких станцій можуть забезпечити електроенергією основні побутові прилади – телевізор, насоси (циркуляційні, водяні), освітлення.

Під час планування встановлення сонячної електростанції в приватному будинку з постійним проживанням або в замиському будинку чи на дачі, де не проживають регулярно, насамперед необхідно визначити рівень споживаної потужності об'єкта. При цьому враховують потужність всіх електроприладів, що працюють в будинку протягом доби: освітлення, циркуляційні насоси, побутова техніка тощо. Далі обраховують сумарну кількість годин роботи цих

приладів та, за допомогою фахівців, вибирають автономну сонячну електростанцію.

Встановлення систем сонячного теплопостачання в приватних господарствах не потребує спеціальних дозволів, що значно спрощує і скорочує терміни їх впровадження.

Для вироблення теплоти у приватних будинках в системі гарячого водопостачання рекомендується застосування сонячних колекторів, які можуть нагрівати воду до 60 °С. Вдень СК перетворює сонячну енергію на теплову, яка нагріває воду, що накопичується в теплоізовльованих ємностях (баках-акумуляторах). Із баків-акумуляторів вода подається в систему гарячого водопостачання. СК встановлюються на даху будинку, а накопичувальна ємність та допоміжне обладнання монтуються в технічному приміщенні [15].

У системах сонячних колекторів, які нагрівають воду для гарячого водопостачання (ГВП), встановлюють проміжний накопичувальний бак теплої води, адже існує зміщення в часі періоду отримання гарячої води (період найвищої продуктивності колектора припадає на 9–15-ту години) і часу використання. Зранку (7:00–9:00) гаряча вода потрібна для вмивання, після обіду (13:00–16:00) – для миття посуду, ввечері (19:00–22:00) для прийняття душу. Накопичувальний бак повинен запасати гарячу воду на вечірній і ранковий час. А в похмурі дні в такому баку для виробництва гарячої води можна використовувати додаткове резервне джерело енергії (електричний ТЕН або теплообмінник від котла). Якщо наявна велика система колекторів, то нагріта вода в баку-накопичувачі може використовуватися для часткового догрівання будинку, зменшуючи використання палива (газ, дрова) для традиційного джерела теплоти (котел, камін) [28].

Нагрівання гарячої води за допомогою колекторів може забезпечити 60–70 % річної потреби. На кожного мешканця будинку в цьому разі потрібно 1–1,5 м² площі колектора. Для нагрівання закритого басейну потрібно мати площу колекторів, яка не менша 40 % площі басейну. Для відкритого басейну ця цифра становить 70 %. Для сім'ї з 4 осіб на ГВП необхідна площа колекторів 4–6 м². Для закритого басейну площею 40 м² колектори займуть 16 м². На більший відсоток не варто виходити, оскільки вартість системи в такому разі буде непропорційно дорогою (в зимовий період необхідно збільшити кількість колекторів у 6–8 разів) [28].

Використання системи сонячного теплопостачання, наприклад для опалення, супроводжується підсиленням теплозахисту будівель, утилізацією теплових викидів і загалом зниженням енерговитрат. Так, застосування сонячно-тепломпової системи теплопостачання індивідуальних житлових домів з вакуумними сонячними колекторами забезпечує до 70 % енергоспоживання.

Сонячна енергетика є надзвичайно перспективною для використання в агросекторі. На сьогодні сонячна енергетика широко застосовується у

випадках, коли інші джерела енергії є малодоступними. Сільське господарство – один із секторів, який може отримати величезну користь завдяки використанню сонячної енергії. Застосування сонячних батарей не обмежується лише отриманням електроенергії для продажів за «зеленим» тарифом або підігріву води. При правильному використанні енергія від Сонця може бути використана для покращення та оптимізації роботи безлічі напрямів у роботі сільгосподарського підприємства. Сонячна енергія може використовуватися в сільському господарстві, заощаджуючи гроші, збільшуючи енергонезалежність, та допомагати в збереженні довкілля різними способами. Сонячні електростанції можуть забезпечити освітленням будинки та сараї, будівлі сільськогосподарського призначення: млини, приміщення для зберігання та сушіння продукції й кормів тощо. Молочні ферми, які використовують продовжений світловий день для збільшення надоїв молока, можуть заощадити чималі кошти. Сонячна енергія набагато дешевша, ніж прокладання нових ліній електропередачі [35].

Одним з ефективних напрямів впровадження сонячних колекторів повинні бути процеси висушування зерна, сіна та іншої рослинної сільгосппродукції. Використання сонячних нагрівачів повітря дозволить, окрім заощадження традиційних енергоресурсів, збільшити загальну потужність сушарок, сприяти поліпшенню переробки і збереженню продукції.

Надійними та економічно вигідними в агросекторі є сонячні системи зрошення, які вимагають невеликого обслуговування і досить легко встановлюються відповідно до бажаної потреби. Фотоелектричні водяні насосні системи особливо ефективні в місцях, де немає підведених ліній електропередачі. Основні насоси працюють безпосередньо, коли світить Сонце, забезпечуючи полив у спекотні літні місяці.

Випускають автономні сонячні електростанції різної потужності, тому правильний вибір забезпечать подачу достатнього об'єму води як для поливу полів і садів, так і для тваринництва.

Теплиці, які використовують світло й теплоту Сонця, фактично є сонячними пасивними енергосистемами. Правильно встановлені сонячні електростанції допомагають не лише нагрівати теплицю й підтримувати задану температуру, а і охолоджувати її в спекотні дні завдяки вентиляційним системам, які теж працюють від сонячних панелей. Сонячні теплиці збирають та зберігають сонячну енергію у сонячні дні, завдяки чому можливо утримувати теплоту для використання протягом ночі та в похмурі дні.

При використанні малопотужного джерела живлення на основі фотоелектричних батарей забезпечується ефективна робота електричної огорожі для тваринницьких господарств. Завдяки невисокій вартості «сонячна» огорожа швидко стає рентабельним та зручним компонентом ведення господарства.

Значна частка сільськогосподарської продукції псується під час зберігання. Використання сонячних станцій для забезпечення температурних вимог, відповідної вологості та інших технологічних показників значно

зменшить кількість зіпсованих культур та сприятиме збільшенню доходів фермерів.

3.5. Децентралізація вітчизняної енергетики за рахунок використання сонячної енергії

Перспективним напрямом розвитку сонячної енергетики, особливо її електричної частини, є створення розподіленої генерації. Розподілена генерація веде до децентралізації енергетичної системи, що підвищує стійкість та гнучкість енергетики України.

В Енергетичній стратегії України до 2050 року, затвердженій розпорядженням Кабміну від 21 квітня 2023 року, до важливих чинників подолання наслідків російсько-української війни для покращення стійкості та надійності енергозабезпечення віднесено децентралізацію генерації електроенергії по всій території країни, що значною мірою пов'язане з розвитком вітчизняної «зеленої» енергетики [36].

Згідно з Концепцією «Зеленого» енергетичного переходу України, презентованою Урядом України у 2020 році: «Україні цілком під силу та економічно доцільно до 2050 року досягти 70% частки ВДЕ у виробництві електроенергії. Причому значну частину (до 15 %) має становити виробництво електроенергії за рахунок дахових сонячних електростанцій в домогосподарствах та бізнесі» [37].

В Україні ухвалено закон, який вводить поняття «Net Billing» [38]. Реформування електроенергетичної галузі на основі відновлюваних джерел енергії України згідно з Законом № 3220-IX «Про відновлення та «зелену» трансформацію енергетичної системи України», що вносить зміни до 18 законів і стосується багатьох аспектів функціонування та розвитку енергетичних ринків України, зокрема спрямовано на розвиток малої розподіленої генерації. Це дозволяє компаніям – власникам СЕС скидати надлишки від власного споживання електроенергії в загальну мережу й отримувати взаєморозрахунок за спожиті кіловат-години в період, коли сонячна станція не активна. Отже, потужності дахової СЕС можуть бути суттєво збільшені. Очікується, що ця норма може стати найбільшим стимулом для подальшого збільшення кількості дахових сонячних станцій. Тобто якщо зараз підприємства можуть мати до 30 % власної «зеленої» електроенергії, то «Net Billing» дозволить довести цей показник до 100 %, тобто до повного заміщення інших джерел енергії [39].

Розподілена сонячна електрогенерація передбачає велику кількість споживачів, які одночасно виробляють електроенергію для власних потреб і мають можливість передавати надлишки виробленої енергії до загальної мережі. Основною її відмінністю від енергетики централізованого енергозабезпечення є розподілення генерації енергії замість розподілення готової енергії, а основним принципом є близькість розташування виробничих потужностей до споживача [40, 41].

Розподілена електрогенерація на основі дахових СЕС має значні переваги як з погляду мереж, так і з погляду всього суспільства. Сонячні електростанції середнього розміру та потужності дуже часто встановлюють на дахах, що забезпечує певні переваги, а саме [42]:

- можливість уникнення досить тривалої процедури, пов'язаної з оформленням документів щодо відведення земельної ділянки під потреби відновлюваної енергетики, завдяки чому прискорюється термін виконання проєкту та заощаджуються кошти;
- збереження земель сільськогосподарського призначення;
- сонячні панелі менше страждають від затінення високими будинками або деревами в разі розміщення станції в межах населеного пункту або поблизу зелених насаджень.

Термін служби дахових сонячних електростанцій становить понад 25 років, при правильній експлуатації заміна або ремонт обладнання можуть знадобитися не раніше, ніж через 15 років, і лише для контролерів та інверторів. Сонячні панелі вимагають мінімального обслуговування і можуть бути встановлені на дахах будь-якого типу, що виключає витрати на покупку або звільнення земельної ділянки. Крім того, сонячні батареї для даху служать захистом від атмосферних явищ.

Розроблено методичне забезпечення щодо встановлення енергетичного потенціалу дахових домашніх СЕС в Україні, а саме [43]:

- встановлення кількості домогосподарств в областях України відповідно до статистичних даних;
- визначення середньорічної потреби домогосподарства в електроенергії;
- на основі даних щодо річної генерації з 1 МВт ФЕМ на території областей України визначається потужність СЕС_д приватних домогосподарств у кожній з областей та в Україні в цілому.

Проводяться розрахункові дослідження щодо можливостей впровадження дахових СЕС у промислових та багатоквартирних будівлях, підприємствах дрібного бізнесу тощо. Це дозволить визначити загальний електроенергетичний потенціал дахових СЕС в Україні та їх загальний внесок в Об'єднану енергосистему України.

Розосереджена сонячна електроенергетика на основі дахових СЕС надає можливість якнайшвидше побудувати і впровадити нові потужності електрогенерації, що забезпечить як покращення стійкості та надійності енергозабезпечення споживачів, так і загальної енергосистеми України.

Одним з напрямів реалізації розподіленої генерації є створення мікромереж та інтелектуальних мереж, які під'єднуються до загальної енергосистеми держави.

Мікромережі є повнофункціональними енергетичними мережами, які здійснюють автономну генерацію (в межах мікромережі) електричної чи теплової енергії та здійснюють живлення споживачів у межах цієї мікромережі. Крім того, мікромережі, в електричній частині, повинні мати

здатність підключення до енергетичної системи загальнодержавного рівня. Обладнання, яке використовується в мікромережах, переважно має невелику електричну та теплову потужність і невелику здатність до акумулювання, але при цьому необхідні загальні значення генерації та акумулювання компенсуються кількістю обладнання.

Перспективним напрямом реалізації розподіленої генерації є використання мікроінверторів як основних елементів генерувальної електричної системи з використанням сонячних фотоелектричних панелей [44]. Мікроінвертор – це прилад, який має функцію перетворення низької напруги постійного струму на високу напругу змінного струму, яка є загальновикористовуваним стандартом енергетичного живлення. Наприклад, для офісів, малих підприємств, помешкань та іншого це 220 В 50 Гц. Розміри та потужність такого інвертора дозволяють їх встановлювати безпосередньо біля сонячних панелей. Тобто кожна панель (або дві чи чотири) має свій перетворювач постійного струму на змінний. Мікроінвертор має потужність приблизно 200–800 W, з хорошою якістю перетворення електроенергії та ККД 97 %. Тобто в разі узгодження електричних параметрів мікроінвертори можуть формувати власну мережу змінного струму (рис. 3.18).

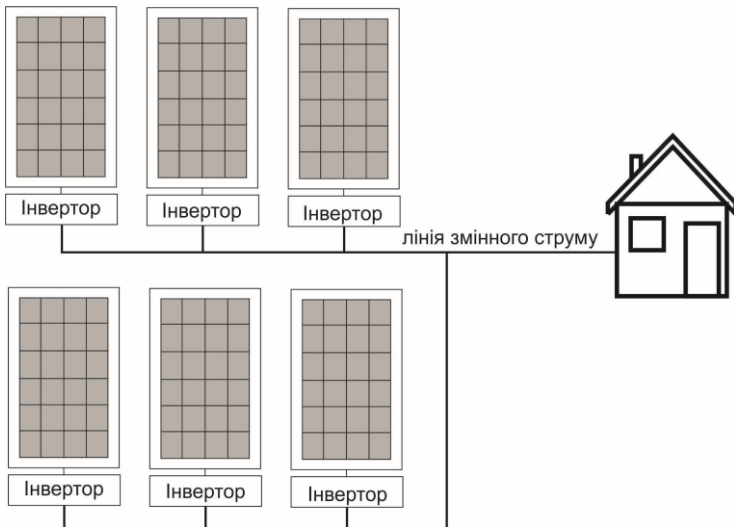


Рис. 3.18. Електроживлення з використанням мікроінверторів

Для формування універсальних мікромереж на основі фотовольтаїчних систем необхідно мати уніфікований набір пристроїв: фотоелектричні панелі, інвертори, акумулятори. У схемі на рис. 3.19 змінний струм від фотоелектричних панелей, точніше від їх інверторів, підводиться до

контрольної панелі, яка здійснює керування системою та збирає дані з інверторів за допомогою інтерфейсів або протоколів обміну даними. Переключення від локальної мережі та до загальної мережі електричного живлення здійснюється ручним та автоматичним АВРами. Крім того, поряд з контрольною панеллю здійснюється накопичення електричної енергії за допомогою електрохімічного акумулятора, для чого реалізовується система заряду та розряду, а також система перетворення зі змінного струму на постійний, та навпаки.

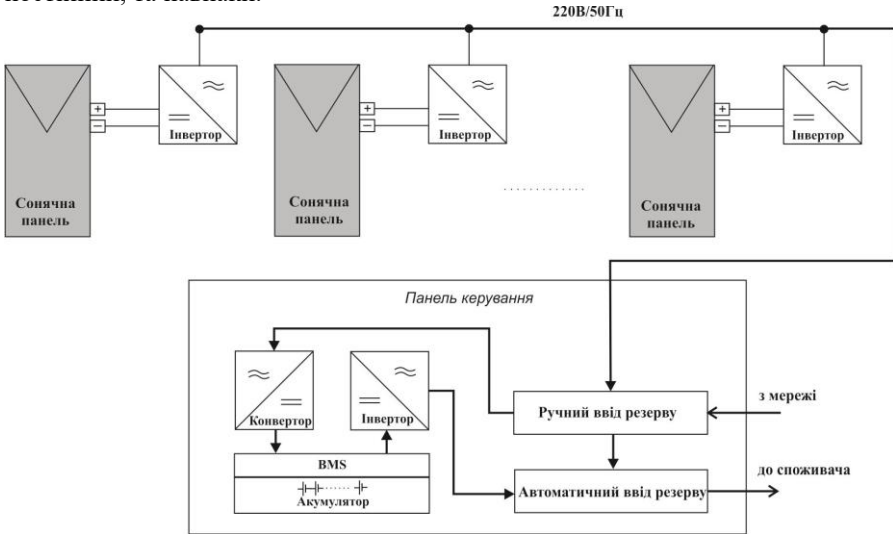


Рис.3.19. Один з варіантів реалізації електричної енергосистеми з використанням узгоджених мікроінверторів

Для з'єднання електричних мікромереж між собою вони повинні мати пристрої узгодження й синхронізації електричних параметрів, для того щоб синхронізувати електричні величини змінного струму об'єднаної мережі.

Іншим напрямом реалізації децентралізації енергетичних мереж є створення інтелектуальних мереж на основі пристроїв сонячної енергетики (рис. 3.20). Інтелектуальні мережі є енергетичними системами, які реалізують принцип узгодженої генерації, акумуляування та споживання відповідно до алгоритмів та правил, закладених в систему або згенерованих штучним інтелектом (ШІ) системи [45].

Для здійснення аналізу стану енергетичної системи та керування нею застосовуються сучасні цифрові рішення на основі мікроконтролерної техніки.

Основним технічним рішенням в інтелектуальних системах є «смарт» контролер, заряд, який на основі внесених у нього алгоритмів буде виконувати

розподілення енергії серед навантаження. В процесі роботи такий контролер має інформацію про струм з фотопанелей та їх робочу напругу, про струм з акумулятора при розряді, струм в акумулятор при заряді та напругу на акумуляторі, про струм, який споживає кожен з підключених споживачів, та напругу, яка падає на споживачеві. Ґрунтуючись на проведених вимірах цих даних, контролер приймає рішення про заряд або розряд акумулятора, про відключення або підключення споживачів. Алгоритм роботи встановлюється заздалегідь – статично або в ході роботи коригується автоматично, завдяки системі зворотного зв'язку (в такому разі можна казати про систему з самонавчанням). При програмуванні контролера заряду за алгоритмом ми можемо охопити весь спектр режимів роботи автономної системи, яка живиться від відновлюваного джерела енергії. При цьому контролер повинен керувати живленням навантаження різного класу надійності електроживлення.

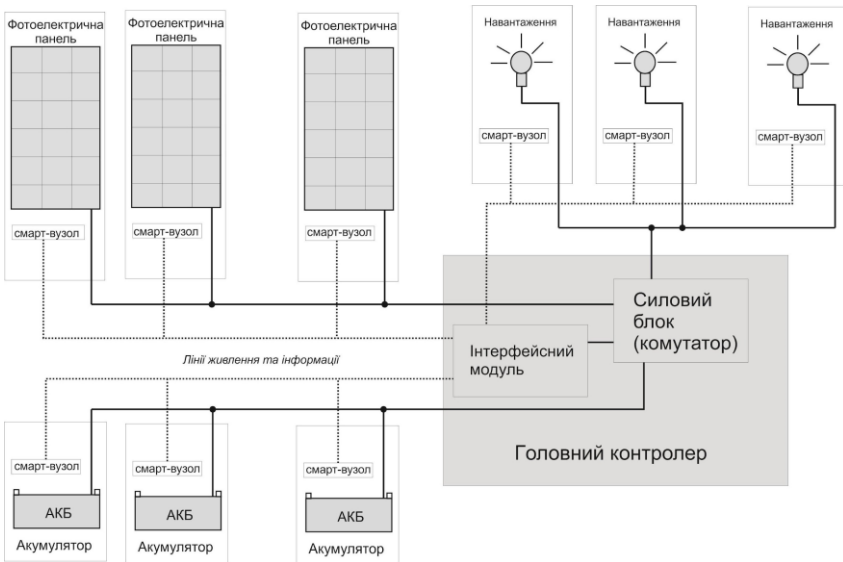


Рис. 3.20. Приклад інтелектуальної мережі, яка об'єднує фотоелектричні панелі, акумулятори, споживачів (навантаження) та головний контролер

Модель залучення інвестицій у сонячну енергетику на основі децентралізації передбачає розвиток місцевих ініціатив та залучення приватних домогосподарств, підприємств та місцевих громад до процесу виробництва електроенергії. Такий підхід сприяє ефективному розподілу енергетичних ресурсів, зниженню навантаження на центральні енергосистеми

та зміцненню енергетичної безпеки на місцевому рівні. Модель реалізації [19, 46]:

- стимулювання приватних інвестицій: упровадження податкових пільг та субсидій для фізичних і юридичних осіб, що інвестують у встановлення сонячних панелей;

- розробка програм підтримки: створення державних та регіональних програм, спрямованих на підтримку малих та середніх підприємств у сфері сонячної енергетики;

- гарантований викуп енергії: встановлення гарантованих тарифів на викуп електроенергії, виробленої з відновлюваних джерел, для забезпечення стабільного доходу для виробників;

- навчання та підвищення обізнаності: організація інформаційних кампаній та навчальних програм для населення та підприємців про переваги сонячної енергетики й способи її використання.

Для сприяння розвитку децентралізованої сонячної енергетики в територіальних громадах України у відділі сонячної енергетики розроблено низку методичних, розрахункових та рекомендаційних матеріалів, що забезпечать оперативне встановлення можливості ефективного освоєння сонячної енергії для електропостачання і теплозабезпечення.

Висновки

1. Потенціал сонячної енергії в Україні є достатньо високим для широкого впровадження як теплоенергетичного, так і фотоенергетичного обладнання практично в усіх областях. Середньорічне надходження сумарної сонячної радіації по всій території України перебуває в межах від 1070 кВт·год/рік у північних регіонах України до 1400 кВт·год/рік у південних регіонах. Термін ефективної експлуатації геліоенергетичного обладнання в південних областях України – 7 місяців (з квітня до жовтня), в північних областях – 5 місяців (з травня до вересня). Фотоенергетичне обладнання може достатньо ефективно експлуатуватися протягом всього року.

1. Приведені питомі енергетичні показники з надходження сонячної радіації на території України є базовими при впровадженні сонячного енергетичного обладнання і використовуються насамперед проєктувальниками об'єктів сонячної енергетики для вибору типу обладнання (сонячні теплові, фотоелектричні установки) та для встановлення їх оптимальної потужності для ефективного застосування в конкретній місцевості.

2. Сонячна електроенергетика України розвивається найдинамічніше з усіх ВДЕ – встановлені потужності промислових сонячних електростанцій мають тенденцію до щорічного зростання, досить активно впроваджуються також домашні СЕС. Запровадження методів стимулювання згідно з законом України, який вводить поняття «Net Billing», сприятиме розвитку сонячної

децентралізованої електроенергетики за рахунок значного збільшення кількості впроваджених дахових сонячних електростанцій.

3. У кліматометеорологічних умовах України для сонячного теплопостачання ефективним є застосування плоских сонячних колекторів, які використовують як пряму, так і розсіяну сонячну радіацію. Концентрувальні сонячні колектори можуть бути достатньо ефективними тільки в південних регіонах України.

4. Теплові процеси, які використовують енергію сонячного випромінювання, опрацьовані майже для всіх напрямів теплових технологій. Для реалізації цих процесів розроблена широка гама необхідних пристроїв та обладнання, здійснюється їх серійне виробництво та наявні пропозиції на ринку сонячного енергетичного обладнання.

5. На основі аналізу експериментальних даних, отриманих в ІВЕ НАН України на фізичних моделях та натурних зразках сонячних колекторів, фотобатарей та фототермічних модулів, встановлено, що температура їх активних поверхонь може сягати 70–80 °C і вище. Ця обставина є підґрунтям для подальшого розвитку теорії взаємодії сонячного випромінювання із середовищами, яким притаманні різні фізичні характеристики.

6. На основі результатів досліджень, проведених в ІВЕ НАН України, передбачається розробка нових технічних рішень в галузі фото- і геліоенергетики, які забезпечать підвищення енергоефективності, надійності та ресурсу функціонування енергетичного обладнання.

7. Застосування фотобатарей та сонячних колекторів у приватних господарствах України має широкий діапазон використання. Під час вибору сонячних фотоелектричних технологій необхідно знаходити компроміс між початковими витратами, ефективністю модуля та тарифами на електроенергію. Експлуатація сонячного теплового обладнання є достатньо ефективною, крім того, його встановлення у приватних господарствах не потребує спеціальних дозволів, що значно спрощує і скорочує терміни впровадження.

8. Розвиток різних напрямів сонячної енергетики для України має найбільші перспективи. Особливо нагальним на даний час є впровадження сонячного теплового та електроенергетичного обладнання у процесі відновлення зруйнованих під час війни та побудови нових будівель приватного та промислового призначення. Це передусім геліосистеми для забезпечення автономного теплопостачання (гарячого водопостачання і опалювання) житлових і виробничих об'єктів (приватних будинків, невеликих готелів, пансіонатів, мінівиробництв, сільськогосподарських ферм, підприємств переробної галузі, хлібопекарень тощо).

9. Великий спектр запропонованого на ринку сонячного електро- та теплоенергетичного обладнання та широкий діапазон можливого його застосування в Україні показує, що для масштабного впровадження і отримання значної економії паливно-енергетичних ресурсів необхідно підвищення зацікавленості споживачів теплової енергії та підтримка держави.

Перелік посилань

1. Андерсон Б. Солнечная энергия. М.: Стройиздат, 1982. 374 с.
2. Даффи У. Дж., Бекман У. А. Тепловые процессы с использованием солнечной энергии / Под ред. Ю. Н. Малевского. М., 1977. 413 с.
3. Кудря С. О. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії / С. О. Кудря: Підручник. Київ: Національний технічний університет України («КПІ»), 2012. 495 с.
4. Мхитарян Н. М. Энергетика нетрадиционных и возобновляемых источников. Киев: Наук. думка, 1999. 314 с.
5. Энергетика: история, настоящее и будущее. Т. I. От огня и воды к электричеству. Киев, 2005. 304 с.
6. Энергетика: история, настоящее и будущее. Т. 4. Возобновляемая энергетика. Функционирование и развитие энергетики в современном мире. Киев, 2010. 612 с.
7. Інститут відновлюваної енергетики НАН України. Історія становлення, сучасність та перспективи / За ред. С. О. Кудрі. Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2019. 94 с.
8. Рекомендации по проектированию установок солнечного горячего водоснабжения для жилых и общественных зданий. Киев: КиевЗНИИЭП, 1987. 119 с.
9. Матях С. В., Суржик Т. В., Резцов В. Ф. Визначення ефективності впровадження систем сонячного гарячого водопостачання. Відновлювана енергетика. 2020. № 1. С. 34–42.
10. Научно-прикладной справочник по климату СССР, Сер. Вып. 10. УССР. Кн. 1. Ч. 1. Солнечная радиация и солнечное сияние. Гидрометеиздат, 1990. 608 с.
11. Держава: природні умови та ресурси [Електронний ресурс] // Енциклопедія історії України: Україна–Українці. Кн. 1 / Редкол.: В. А. Смолій (голова) та ін. НАН України. Інститут історії України. Київ: Наук. думка, 2018. 608 с. – Режим доступу: <http://www.history.org.ua/termin>.
12. Програма державної підтримки розвитку нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії та малої гідро- і теплоенергетики. Київ, 1997. 56 с.
13. POWER Data Access Viewer. Prediction Of Worldwide Energy Resource [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
14. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України / за ред. С. О. Кудрі. Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2020. 82 с.

15. Енергія сонця [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://saee.gov.ua/uk/ae/sunenergy>

16. Твайделл Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии. М.: Энергоатомиздат. 1990.344 с.

17. Renewable Energy and Jobs: Annual Review 2018. IRENA [Електронний ресурс] – Режим доступу:

<http://irena.org/publications/2018/May/Renewable-Energy-and-Jobs-Annual-Review-2018>.

18. Стан і перспективи розвитку технологій «інтелектуальних» електромереж, управління попитом та систем режимного управління в умовах розвитку поновлюваних джерел енергії у зарубіжній енергетичній сфері НППР ОЕС України. Підготовлено відділом інформаційно-аналітичної роботи департаменту міжнародного співробітництва та євроінтеграції. Київ – 03/2018 121с.

19. Дьяченко О. С. Інвестиції в сонячну енергетику в децентралізованій енергосистемі як чинник зміцнення енергетичної безпеки України під час війни. Відновлювана енергетика. 2024. № 2. С. 73–78.

20. Розвиток відновлюваних джерел енергії в Україні. Звіт в рамках проекту «Секретаріат та Експертний хаб з енергоефективності», що впроваджується Програмою розвитку ООН в Україні за підтримки Уряду Республіки Словачія та сприяння Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства в Україні. 2017. 36с.

21. Про Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/main/902-2014-%25D1%2580#Text>

22. Галузь сонячної енергетики в Україні [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <https://www.ueex.com.ua/presscenter/news/galuz-sonyachnoi-energetiki-v-ukraini/>

23. Національний план дій з відновлюваної енергетики в Україні [Електронний ресурс] – Режим доступу: [ukrayini/https://dlf.ua/ua/natsionalnij-plan-dij-z-vidnovlyuvanoyi-energetiki-v-ukrayini/](https://dlf.ua/ua/natsionalnij-plan-dij-z-vidnovlyuvanoyi-energetiki-v-ukrayini/)

24. Сонячна генерація: змінюються масштаб та географія об'єктів [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://ua-energy.org/uk/posts/tryfonivska-ses-foto-dtek>

25. Сектор відновлюваної енергетики України до, під час та після війни [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://razumkov.org.ua/statti/sektor-vidnovlyuvanoyi-energetyky-ukrayiny-do-pid-chas-ta-pislya-viyny>

26. Сонячні водонагрівачі щороку стають все популярнішими [Електронний ресурс] // – Режим доступу:

<https://ecotown.com.ua/news/Sonyachni-vodonahrivachi-shchoroku-stayut-vse-populyarnishymy/>.

27. Способи використання сонячної енергії в будинках і в промисловості [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://ecotown.com.ua/news/Sposoby-vykorystannya-sonyachnoyi-enerhiyi-v-budynkakh-i-v-promyslovosti/>

28. Що потрібно знати про сонячні колектори? [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://ecotown.com.ua/news/SHCHo-potribno-znaty-pro-sonyachni-kolektory/>

29. Пундєв В. О., Марченко Н. В., Шевчук В. І. Аналіз базових варіантів конструктивного і технологічного виконання найпоширеніших у світі сонячних колекторів / Матеріали XXV міжнародної конференції “Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті”, м. Київ, 22–24 травня 2024 р. С. 205–208.

30. Берник І. М. Оцінка та аналіз способів отримання теплової енергії і конструктивних рішень теплогенеруючого та теплоакumuлюючого устаткування. Техніка будівництва., 2011. № 27. с. 47–54.

31. Традиційні та нетрадиційні системи енергозабезпечення урбанізованих і промислових територій України: моногр. / Г. Г. Півняк, О. С. Бешта, М. М. Табаченко та ін.; під заг. ред. Г. Г. Півняка. Д.: Національний гірничий університет, 2013. 333 с.

32. Українці встановили рекордну кількість домашніх сонячних електростанцій у 2021 році [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://mind.ua/news/20235248-ukrayinci-vstanovili-rekordnu-kilkist-domashnih-sonyachnih-elektrostantsij-u-2021-roci>

33. Зелені тарифи з 1 жовтня 2024 року [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://pret.com.ua/tariff?hard_tag_id=5b928d692c8b8311901c3946&type_id=5b9299a82c8b8316fe96aee

34. Автономна сонячна електростанція – впевненість в енергобезпеці Вашого дому [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://solarsystem.com.ua/blog/avtonomna-sonyachna-elektrostantsiya/>.

35. Сонячна енергія – помічник фермера. Міф чи реальність? [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://solarsystem.com.ua/blog/sonyachna-energiya-pomichnyk-fermera-mif-chy-realnist/>

36. Децентралізація генерації. як забезпечити стійкість енергосистеми півдня [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://zn.ua/ukr/energetics/detsentralizatsija-heneratsiji-jak-zabezpechiti-stijkist-enerhosistemipivdnja.html?fbclid=IwAR2Oi8GHoN3iKWqj0pVPnJjdHPvMGhl uK3pZXX0KVIZMAd2v95xks1Z64H4>

37. Концепція «Зеленого енергетичного переходу України» до 2050 року [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://mepr.gov.ua/files/images/news_2020/14022020/pdf

38. Реформа "зеленої" енергетики: прийнято Закон щодо стимулювання розвитку енергоринок [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://biz.ligazakon.net/news/220617_reforma-zeleno-energetiki-priynyato-zakon-shchodo-stimulyuvannya-rozvitku-energorinku

39. Упіймати промінчик. Навіщо бізнес встановлює сонячні електростанції для власних потреб та чому це вигідно [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://biz.nv.ua/ukr/markets/ukrajinskiy-biznes-dlya-chogo-vstanovlyuvati-sonyachni-elektrostantsiji-yak-ce-pracyuye-i-yaka-cina-50376200.html>.

40. Чому в Україні слід розвивати децентралізовану енергетику вже сьогодні? [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://ecoaction.org.ua/wp-content/uploads/2018/06/Brief-rozpodilena-generacia-s.pdf>

41. Кизим М. О., Лелюк О. В., Костенко Д. М. Оцінка і діагностика розвитку розподіленої енергетики в Україні. Проблеми економіки № 4 (38), 2018. С. 79–92 [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://www.problecon.com/export_pdf/problems-of-economy-2018-4_0-pages-79_92.pdf

42. Дахові сонячні електростанції в Україні <https://avenston.com/articles/roof-pv/> [Електронний ресурс] – Режим доступу:

43. Матях С., Шейко І. Роль дахових сонячних електростанцій у реформуванні електроенергетичної галузі України. С. Матеріали XXV міжнародної конференції “Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті”, м. Київ, 22–24 травня 2024 р. С. 209–210.

44. Bondarenko D., Matyakh S. Using microinverters for photovoltaic cluster. *Vidnovljuvana energetyka*. 2024, No. 1, p. 51–56. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.1\(76\).51-56](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.1(76).51-56)

45. Бондаренко Д. В. Інтелектуальні цифрові фотоелектричні системи. *Відновлювана енергетика*. 2016. №1. С. 38–44.

46. Energy Communities: A review on trends, energy system modelling, business models, and optimisation objectives. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352467723001959>

РОЗДІЛ 4. ЕНЕРГІЯ БІОМАСИ

Біомаса – це сукупність організмів у біогеоценозі (екологічній системі) на момент спостережень. Відповідно до належності органічної речовини визначається фітобіомаса (рослинна) та зообіомаса (тваринна).

Біомаса є одним із найпоширеніших відновлюваних джерел енергії. Їх можна розділити на дві основні групи:

- первинна біомаса;
- вторинна біомаса.

Джерелом первинної біомаси є наземний та водний рослинний світ; вторинної – відходи біомаси, які утворюються після збору та переробки первинної біомаси на товарні продукти та відходи, обумовлені життєдіяльністю людей і тварин (деревина, солома, рослинні відходи сільського господарства, відходи тваринництва та птахівництва, органічна частина побутових і промислових відходів).

4.1. Енергетичний потенціал біомаси в Україні

4.1.1. Енергетичний потенціал твердої біомаси і торфу в Україні

Основними постачальниками твердої біомаси для енергетичних потреб є сільське та лісове господарство. Річне виробництво зернових та зернобобових культур в Україні сягає більше ніж 60 млн. т, при цьому у значних обсягах утворюються такі побічні продукти, як солома і рослинні відходи. Можна відмітити тенденцію зростання потенціалу твердої біомаси, що зумовлено збільшенням продуктивності сільського господарства, змінами у веденні лісового господарства, змінами у поводженні з побутовими та промисловими відходами.

Розрахунки технічно досяжного енергетичного потенціалу для таких біоенергетичних ресурсів, як-от сільськогосподарські відходи, тверді побутові відходи, торф для виробництва твердого біопалива, виконані для 2021 року за винятком тимчасово окупованих територій АР Крим і частини Донецької та Луганської областей, для яких розрахунки потенціалу виконані на основі статистичних даних 2013 року. Розрахунки технічно-досяжного енергетичного потенціалу для таких біоенергетичних ресурсів як: енергетичні культури, тверді побутові відходи, деревна біомаса для виробництва твердого біопалива виконані на основі статистичних даних за 2021 рік для усіх регіонів України.

Сільськогосподарська тверда біомаса. Для визначення виходу соломи і рослинних залишків використовують коефіцієнт відходів – відношення кількості соломи або рослинних залишків до урожаю зерна / насіння. За різними оцінками, на кожен тону зерна / насіння можна отримати 1,5–2,0 т соломи або рослинних залишків. Значна частина соломи подрібнюється й приорується для удобрення ґрунтів. Відійшла у минуле практика спалювання

соломи в полях. У сільському господарстві набувають поширення технології вирощування зернових культур без оранки (no-till) з використанням рослинних решток як мульчі, що буде зменшувати заготівлю соломи та її потенційну доступність для енергетичних потреб.

У сільському господарстві найпоширенішою технологією заготівлі соломи стало її тюкування. Обсяги заготівлі тюкованої соломи злакових культур мають попит. Тюковану солому використовують на сільськогосподарські потреби сільгосппідприємств, присадибних господарств населення. Тюковану солому злакових культур також використовують як паливо в котельних установках. В Україні виробляють гранули із соломи злакових культур в обсязі 120 тис. т/рік, що значно менше можливостей існуючих пелетних заводів. Розширення використання солом'яних гранул потребує удосконалення котельних установок. Обсяги соломи злакових культур та сої, потенційно доступних для енергетичних потреб, становлять до 11,7 млн т н.е.

Солому рапсу до недавнього часу залишали на полях, але зараз її широко використовують для виробництва гранул, які мають прийнятні паливні властивості; їх успішно спалюють у котельних установках з рухомими колосниками. Обсяги рапсової соломи, потенційно доступної для енергетичних потреб, становлять до 1,46 млн т н.е.

Стебла кукурудзи та соняшнику залишають на полях після збирання врожаю. Вони також є перспективним енергетичним ресурсом в обсязі до 20 млн т н.е.

Під час переробки насіння соняшнику відділяються лушпиння та сторонні рослинні частки. Обсяги лушпиння соняшнику, доступного для енергетичних потреб, оцінюються величиною до 1,06 млн т н.е. На підприємствах олійної промисловості спалюють близько 500 тис. т лушпиння соняшнику, ще понад 700 тис. т гранулюють. Подрібнене лушпиння соняшнику успішно використовують у промислових печах, а гранули – в котельних установках.

Деревна біомаса. Лісистість території України становить близько 16 %, а заготівля ліквідної деревини в 2021 році становила 16,67 млн щ. м³, з них діловий круглий ліс – 8,21 млн щ. м³ та паливна сировина – 8,45 млн щ. м³. Крім того, обсяги неліквідної сировини становили 982 тис. щ. м³. На енергетичні потреби традиційно використовують дрова і відходи виробництва пиломатеріалів та інші відходи деревообробки. Резервом для збільшення обсягів заготівлі паливної деревини може бути неліквідна деревина – неліквідний хмиз, малі гілки, які нині не використовуються; частину з них можна використати для виробництва паливної тріски. Сумарні ресурси деревного палива, заготовленого в лісах, та деревних відходів, що утворюються при переробленні деревини, можуть становити 2,23 млн т н.е.

Енергетичні культури – це окремі види дерев та рослин, що вирощуються для виробництва твердого біопалива, – швидкозрілі дерева,

багаторічні трави (міскантус), однорічні трави (сорго, тритикале). До енергетичних рослин також може належати побічна продукція традиційних сільськогосподарських культур, що вирощуються з метою виробництва біодизельного пального (ріпак, соняшник), біоетанолу (кукурудза, пшениця) та біогазу (кукурудза на силос). Насадження багаторічних деревних культур можуть створюватися на еродованих землях, виконувати захисну функцію для сільськогосподарських земель, річок та водойм, транспортних магістралей. Ці деревні насадження можуть забезпечити внесок в енергозабезпечення країни в обсязі до 1,07 млн т н.е.

Тверді побутові відходи. У поводженні з твердими побутовими відходами впроваджується вилучення цінних компонентів та відділення баласту, а частка ТПВ, що не піддається подальшому сортуванню та містить тверду біомасу, може використовуватися як паливо з відходів у промислових печах та сміттєспалювальних установках. У 2020 році зібрано 10,5 млн т відходів; їх сортування здійснювалося у 8 областях, при цьому на сортування направлялося від 0,5 до 78 % утворених в області відходів при середньому значенні 8,9 %. Залишок після сортування і вилучення цінних компонентів становив від 9 до 95 % при середньому значенні 55 % по областях, де здійснювалося сортування. На найближчу перспективу доцільним може бути поширення кращої практики сортування на всі області, що дозволить виробити паливо з ТПВ в обсязі 1,146 млн т н.е.

Торф – органічна порода, яка утворюється внаслідок біохімічного процесу розкладання (відмирання й неповного розпаду) болотних рослин при підвищеній вологості й дефіциті кисню.

Річний приріст торф'яного шару становить близько 0,5–1 мм, і відповідний обсяг вважають відновлюваним – в Україні до 1,27 млн т (338 тис. Т н.е.). Станом на 2011 рік загальні геологічні запаси торфу України становлять 2,04 млрд т. Найбільші ресурси торфу мають три поліські області: Волинська, Рівненська та Чернігівська. На їх території виявлено й розвідано 836 родовищ (38 % усіх родовищ країни), а геологічні запаси торфу становлять 1,0 млрд т. Ресурси торфу – значний енергетичний та агрохімічний потенціал країни; торф успішно використовується як комунально-побутове місцеве паливо і є джерелом сировини для інших галузей народного господарства. Комплексне використання торфу зумовлюється великою різноманітністю його видів навіть в межах одного родовища. Річний технічно досяжний енергетичний потенціал торфу становить 0,33 млн т н.е., а його використання дасть змогу щорічно заощаджувати близько 0,4 млрд м³ природного газу.

У 2020 році обсяг виробництва паливного торфу становив 272 тис. т, з урахуванням імпорту загальне споживання торфу було 303 тис. т (80,6 т н.е.), з яких майже 8 % використано в побуті, 9 % використано на ТЕЦ та 76 % перероблено на брикети переважно для побутового використання.

За статистичними даними, в Україні у 2020 році виробництво всіх твердих біопалив становило 3,5 млн т н.е., з яких експортовано 423 тис. Т н.е.

Внутрішнє споживання твердих біопалив становило 3282 тис. Т н.е., з них спожито у побуті 58 %, у котельнях систем теплопостачання – 24 %, на ТЕЦ – 4 %, на електричних станціях – менше 1 %, у всіх галузях промисловості – 2,3 %, сільському господарстві – 0,8 %.

Сумарний річний технічно досяжний енергетичний потенціал твердої біомаси, твердих побутових відходів торфу становить 43,1 млн т н.е., а його використання дасть змогу щорічно заощаджувати близько 40 млрд м³ природного газу. Найбільший потенціал твердої біомаси зосереджений у Вінницькій, Дніпропетровській, Житомирській, Київській, Кіровоградській, Одеській, Полтавській, Сумській, Харківській, Хмельницькій, Чернівецькій та Чернігівській областях і становить близько 2,0 млн т н.е./рік. Технічно досяжні ресурси твердої біомаси перевищують поточні обсяги її енергетичного використання в десять разів, що свідчить про можливості подальшого розширення її енергетичного використання.

Напрями енергетичного використання твердої біомаси. З використанням потенційно доступних ресурсів твердого біопалива, торфу та побутових відходів для енергопостачання промисловості й комунального господарства можна створити ТЕЦ сумарною електричною потужністю 20 ГВт і теплопродуктивністю 42 ГВт з річним споживанням твердої біомаси до 29 млн т н.е. й виробництвом електричної енергії до 90 ТВт·год і теплової енергії до 184 ТВт·год.

Для заміщення споживання природного газу та інших викопних палив в побуті й котельнях систем теплопостачання можна спрямувати тверду біомасу та торф в обсязі до 9,5 млн т н.е., забезпечивши роботу опалювальних печей, котлів та котельнь сумарною теплопродуктивністю 33 ГВт з річним виробництвом теплової енергії 94 ТВт·год.

На основі методики розрахунків технічно досяжного енергетичного потенціалу твердої біомаси й торфу, наведеної в роботі [1], й подальших уточнень зазначеної методики, проведених у відділі відновлюваних органічних енергоносіїв ІВЕ, були отримані дані для створення карти енергетичного потенціалу твердої біомаси й торфу України, яку наведено на рис. 4.1.

На рис. 4.2 наведено карту енергетичного використання потенціалу твердої біомаси й торфу.

4.1.2. Енергетичний потенціал біогазу в Україні

Біогаз – це суміш газів, що утворюється внаслідок метанового зброджування біомаси і складається з метану, двоокису вуглецю, домішок сірководню, аміаку та інших газів. Виробництво енергії з біогазу не шкідливе для довкілля, оскільки не спричиняє додатковій емісії парникового газу CO₂ і зменшує кількість органічних відходів. Біогаз в Україні має значний відновлюваний потенціал.

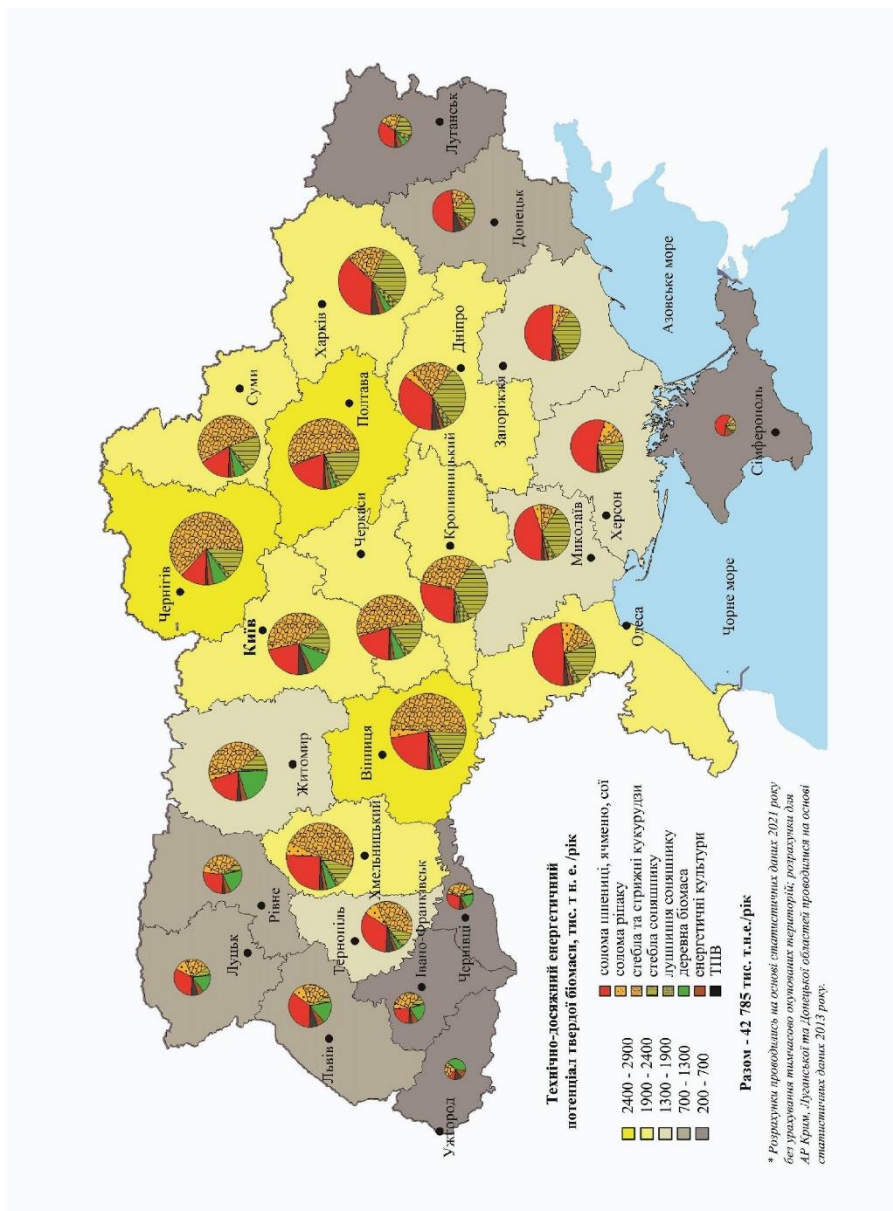


Рис. 4.1. Карта енергетичного потенціалу твердої біомаси й торфу

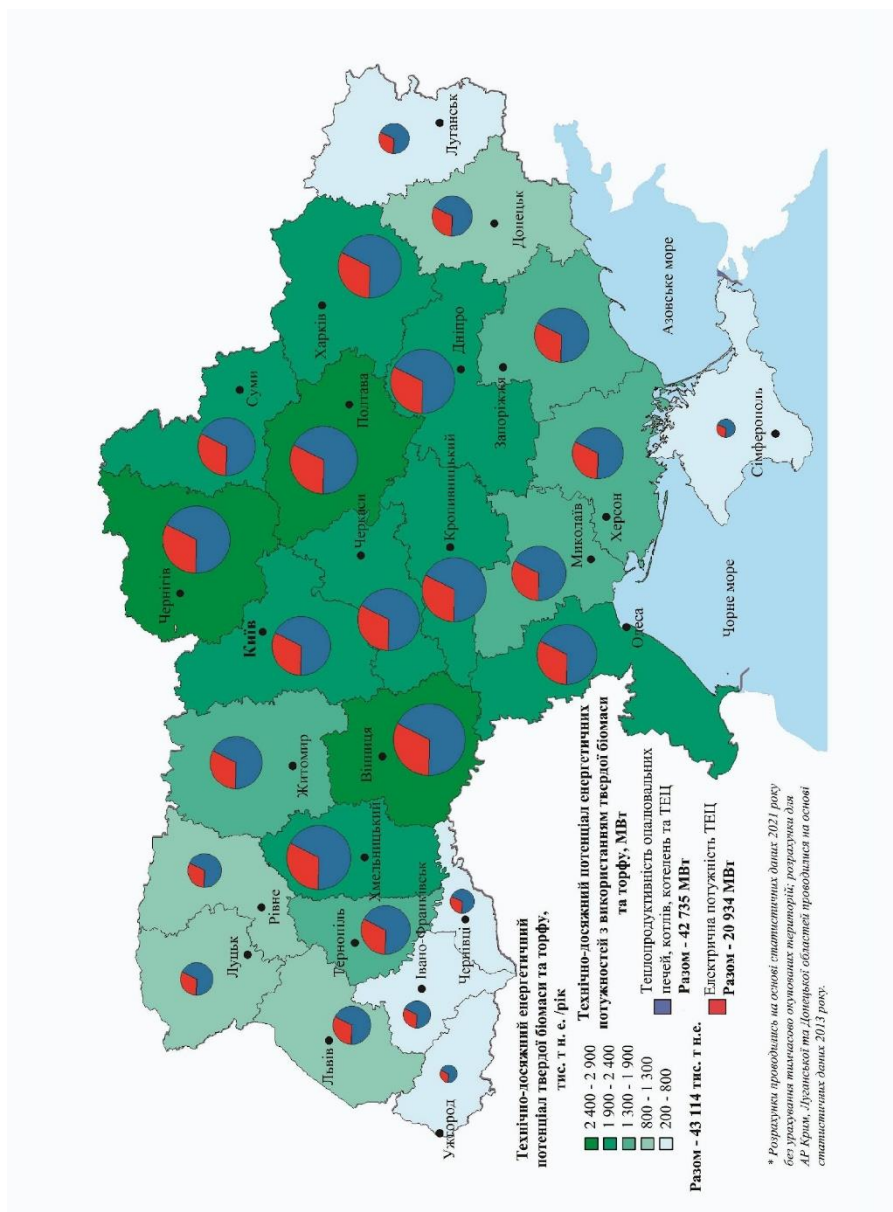


Рис. 4.2. Карта енергетичного використання потенціалу твердої біомаси й торфу

Перспективною біогазовою сировиною є гній / послід, стічні води, побутові відходи, буряковий жом, рослинний силос. Станом на 30.12.2021 в Україні збудовано та введено в експлуатацію 77 промислових біогазових станцій. Переважна більшість біогазових станцій оснащена когенераційними установками, при цьому використовують понад 260 млн м³ біогазу за рік (111,4–133,7 тис. Т н.е./рік) для генерації електричної енергії.

Розрахунки технічно досяжного енергетичного потенціалу для таких біоенергетичних ресурсів, як органічна фракція побутових відходів, осади стічних вод, гній / послід худоби й птиці, буряковий жом для отримання біогазу, виконані для 2021 року за винятком тимчасово окупованих територій АР Крим і частини Донецької та Луганської областей, для яких розрахунки потенціалу виконані на основі статистичних даних 2013 року. Розрахунки технічно досяжного енергетичного потенціалу для таких біоенергетичних ресурсів, як силос для отримання біогазу; енергетичні культури тверді побутові відходи, виконані на основі статистичних даних за 2021 рік для всіх регіонів України.

Гній / послід. Ефективним шляхом доповнення та заміни традиційних ПЕР, особливо в сільській місцевості, є виробництво та використання біогазу, який утворюється внаслідок використання технологій метанового зброджування тваринницької біомаси.

Рослинний силос. Використання рослинного силосу сумісно з гноєм / послідом дає змогу інтенсифікувати процес метанового зброджування й отримувати значно більший вихід біогазу. Наразі використання силосу кукурудзи в енергетичних цілях обмежене в країнах ЄС і не стимулюється, як з інших видів біогазової сировини. Тому вироблений біогаз / біометан з сумішевих органічних субстратів, що містять рослинний силос, можна використовувати лише в Україні, що з огляду на поточну ситуацію є важливим на найближчу перспективу. До гною / посліду можна додавати солому або поживні рештки сільськогосподарського призначення.

Побутові відходи. В ЄС прийнято до виконання Директиву ЄС у сфері поводження з відходами та Директиву 1999/31/ЄС про захоронення відходів, згідно з якими прописано порядок дій поводження з відходами: попередження утворення відходів, повторне використання, біологічна переробка, отримання енергії, захоронення. Зокрема, відходи, що біологічно розкладаються, не допускають до захоронення на полігонах. Вони можуть бути перероблені з використанням керованих біотехнологічних процесів, у яких відбувається часткове або повне перетворення речовин.

Кабінет Міністрів України схвалив Національну стратегію управління відходами до 2030 року. Стратегія передбачає збільшення обсягів відходів, що спрямовують на перероблення до 50 %. Розроблено план заходів, направлених на зменшення обсягів захоронення побутових відходів, що біологічно розкладаються, і збільшення обсягів відходів, які спрямовують на перероблення: роздільне збирання твердих побутових відходів, введення в

експлуатацію сміттесортувальних ліній, запровадження проєктів з біологічного перероблення змішаних побутових відходів.

Для отримання біогазу використовують органічну фракцію з полігонів ТПВ, а органічну фракцію сортованих муніципальних побутових відходів після роздільного збирання ТПВ використовують для виготовлення брикетів RDF; харчові відходи компостують.

Осади стічних вод. Відстої стічних вод містять велику кількість органічних речовин, а їхня анаеробна переробка забезпечує одночасне вирішення як технологічних задач, так і важливих екологічних, енергетичних і соціальних проблем міст, особливо мегаполісів.

Жом цукрових буряків. Буряковий жом належить до побічної продукції виробництва цукру. Його використовують для приготування корму, виробництва пектинового концентрату й клею, харчових волокон. Одним зі способів енергетичного використання бурякового жому є його метанове зброджування для отримання біогазу.

На основі методики розрахунків технічно досяжного енергетичного потенціалу біогазу, наведеної в роботі [1], і подальших уточнень зазначеної методики, проведених у відділі відновлюваних органічних енергоносіїв ІВЕ, були отримані дані для створення карти енергетичного потенціалу біогазу України, яку наведено на рис. 4.3.

Річний технічно досяжний енергетичний потенціал біогазу становить 4,3 млн т.е.; з них біогазу з гною / посліду – 0,91 млн т.н.е.; з полігонів ТПВ – 0,39 млн т.н.е.; з осадів каналізаційних стоків – 0,06 млн т.н.е.; з жому цукрових буряків – 0,38 млн т.н.е.; із силосу кукурудзи й сорго – 2,57 млн. т.н.е.

Сумарний енергетичний потенціал біогазу є найбільшим у Київській, Дніпропетровській, Черкаській та Вінницькій областях і становить від 244,0 до 378,8 тис. т.н.е./рік – тобто в урбанізованих областях та областях з інтенсивним тваринництвом та птахівництвом.

Використання біогазу / біометану. За рахунок використання біогазу можна замінити такі види палива:

- природний газ, що закачується в газотранспортну систему;
- природний газ, що використовується у когенераційних установках для виробництва електричної енергії для постачання в загальнодержавну енергосистему, і теплової енергії для задоволення локальних потреб;
- бензин, дизельне паливо та гас у стаціонарних та транспортних двигунах внутрішнього згоряння.

З використанням всіх видів біогазу можна отримати 4,0 млрд м³ біометану й створити ТЕЦ сумарною електричною потужністю 528 МВт та теплопродуктивністю теплоутилізаційних установок 560 МВт, при цьому річне виробництво електричної енергії з використанням біогазів може досягнути 4,2 ТВт·год, а теплової енергії – 4,5 ТВт·год.

На рис. 4.4 наведено карту енергетичного використання потенціалу біогазу.

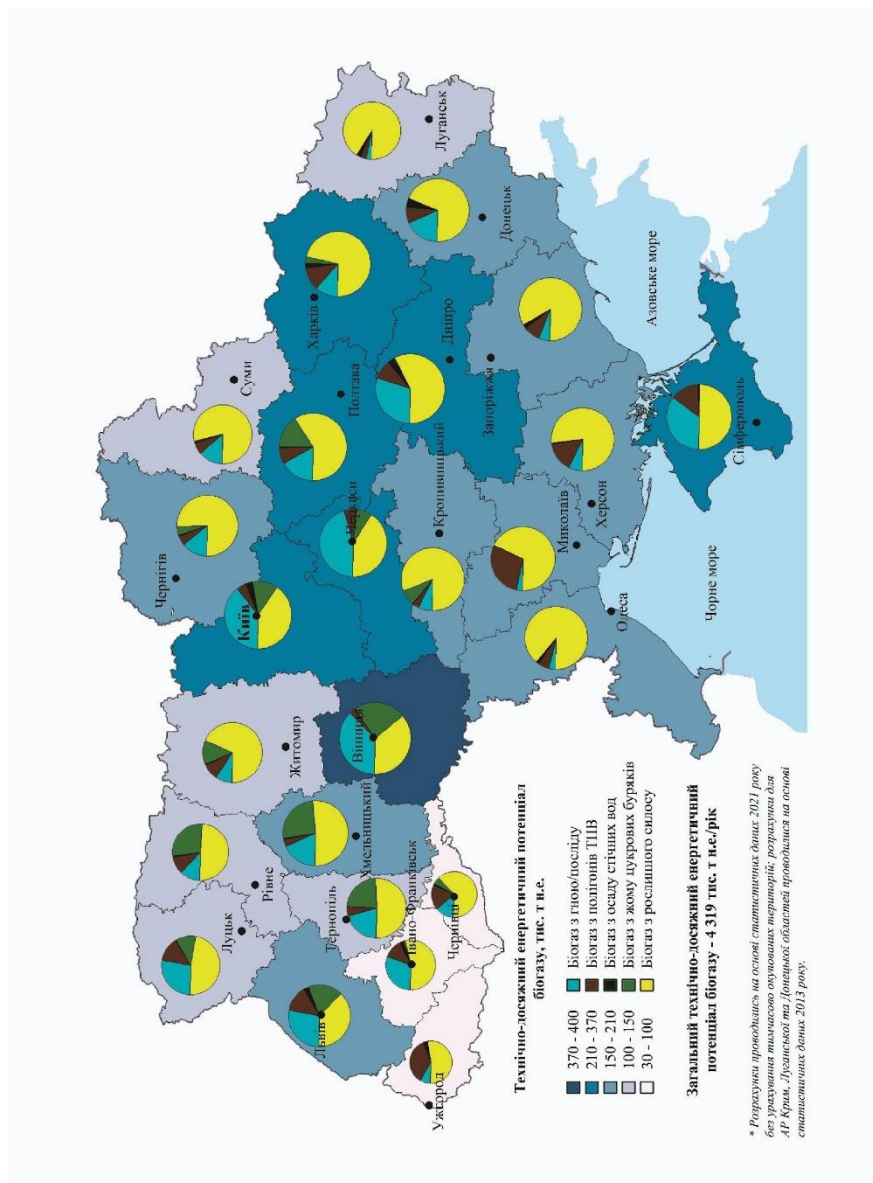


Рис. 4.3. Карта енергетичного потенціалу біогазу

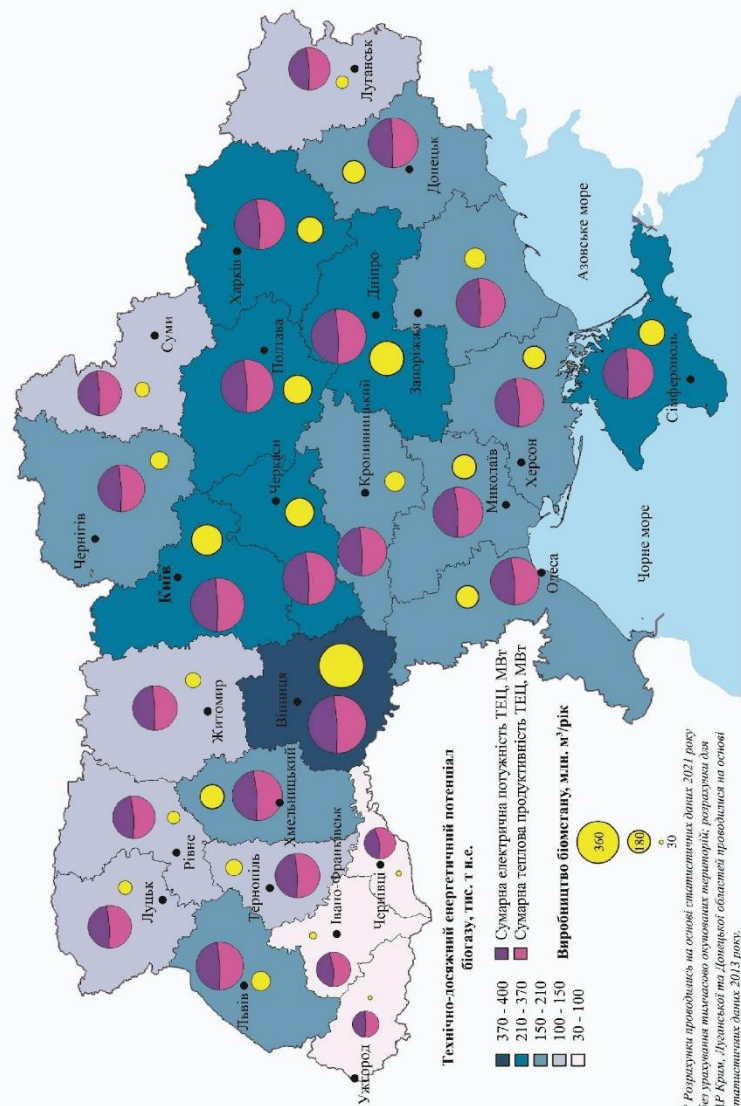


Рис. 4.4. Карта енергетичного використання потенціалу біогазу

4.1.3. Енергетичний потенціал рідкого біопалива в Україні

Біодизель – метилові та/або етилові естери вищих органічних кислот, отриманих з рослинних олій або тваринних жирів, що використовуються як біопаливо або біокомпонент у суміші з нафтовим паливом на транспорті.

Біоетанол – спирт етиловий зневоднений, виготовлений з біомаси або спирту етилового – сирцю, що використовується як біопаливо або біокомпонент у суміші з нафтовим паливом на транспорті.

У 2018 році була прийнята Директива ЄС 2018/2001 (RED II), в якій поставлено за мету досягти частки енергії з відновлюваних джерел на транспорті в кінцевому енергоспоживанні сектору транспорту ЄС не менше 14 % до 2030 року, зокрема встановлено мінімальну ціль у 3,5 % для біопалива «advanced» та біогазу.

Термін «advanced» застосовується для рідких біопалив, що отримані з видів сировини, перелічених в Частині А Додатку IX Директиви RED II. Ця сировина містить різні види лігноцелюлозної біомаси – солома, лушпиння, качани кукурудзи, кора, тирса, трав'янисті й деревоподібні енергорослини тощо. Біопалива «Advanced» мають менший вплив на землекористування та біорізноманіття.

Директива RED II обмежує частку рідких біопалив, вироблених з харчової / кормової сировини в досягненні цілей з ВДЕ на транспорті. Частка таких біопалив в окремо взятій країні ЄС може бути не більше ніж на 1 % вище частки цих біопалив у валовому кінцевому споживанні енергії дорожнім та залізничним транспортом цієї країни у 2020 році, але не більше 7 %.

Положення Директиви RED II в 2021 році стали обов'язковими для України відповідно до Рішення міністерської Ради Енергетичного Співтовариства D/2021/14/MC-EnC. Згідно з цим рішенням Україна як Договірна сторона повинна ввести в дію закони, постанови та адміністративні положення, необхідні для дотримання вимог RED-II. В Україні розроблено Національний план дій з розвитку відновлюваної енергетики на період до 2030 року (НПДВЕ-2), згідно з яким планується, що до 2030 року частка енергії з відновлюваних джерел у валовому кінцевому обсязі споживання енергії в транспортному секторі становитиме 14 %, або 651 тис. Т н. е./рік. При цьому Україна планує в 2030 році використовувати на транспорті до 40 % енергії, отриманої з харчових та кормових культур, і до 10 % енергії біопалив 2-го покоління.

Україна має необхідні умови для виробництва рідких біопалив як за земельними ресурсами і рослинним потенціалом, так і за наявністю власних виробничих потужностей. Технічно досяжний енергетичний потенціал рідкого біопалива становить 892,4 тис. Т н. е./рік біоетанолу та 832,1 тис. Т н. е./рік біодизельного палива. Найбільший потенціал рідких біопалив зосереджений у

Вінницькій, Хмельницькій, Чернігівській, Одеській областях, де він становить понад 80 тис. т н. е./рік.

Україна має значний потенціал біомаси, доступної для виробництва біопалив, зокрема моторних – сільськогосподарські залишки (солома, стебла кукурудзи й соняшнику, лушпиння соняшнику та ін., великі обсяги лігноцелюлозної сировини – деревної біомаси різного походження, різноманітних сільськогосподарських залишків, деревоподібних та трав'янистих енергетичних рослин; частина цієї сировини може бути використана для отримання рідких біопалив 2-го покоління.

Наявний енергетичний потенціал рідких біопалив як 1-го так і 2-го покоління достатній для виконання намічених показників їх використання. При загальній світовій тенденції до збільшення цін на нафту розширення вирощування рапсу та організація виробництва біодизельного палива з насіння рапсу із застосуванням новітніх світових технологій та обладнання є одним з пріоритетних стратегічних завдань держави в галузі енергетики.

У цей час майже все зібране насіння ріпаку експортується, водночас потужності вітчизняних підприємств достатні для його переробки на олію як проміжну сировину для виробництва біопалива.

Виробництво біоетанолу становить 51,1 тис. Т н.е./рік, біодизельне пальне не виробляють станом на 2021 рік. Відповідно до звітів, наданих Секретаріату Енергетичного Співтовариства, Україна досягла рівня 2,5 % ВДЕ на транспорті, з яких частка саме біопалив становила 1 %.

На основі методики розрахунків технічно досяжного енергетичного потенціалу біогазу, наведеної в роботі [1], і подальших уточнень зазначеної методики, проведених у відділі відновлюваних органічних енергоносіїв ІВЕ, були отримані дані для створення карти енергетичного потенціалу рідких біопалив України, яку наведено на рис. 4.5.

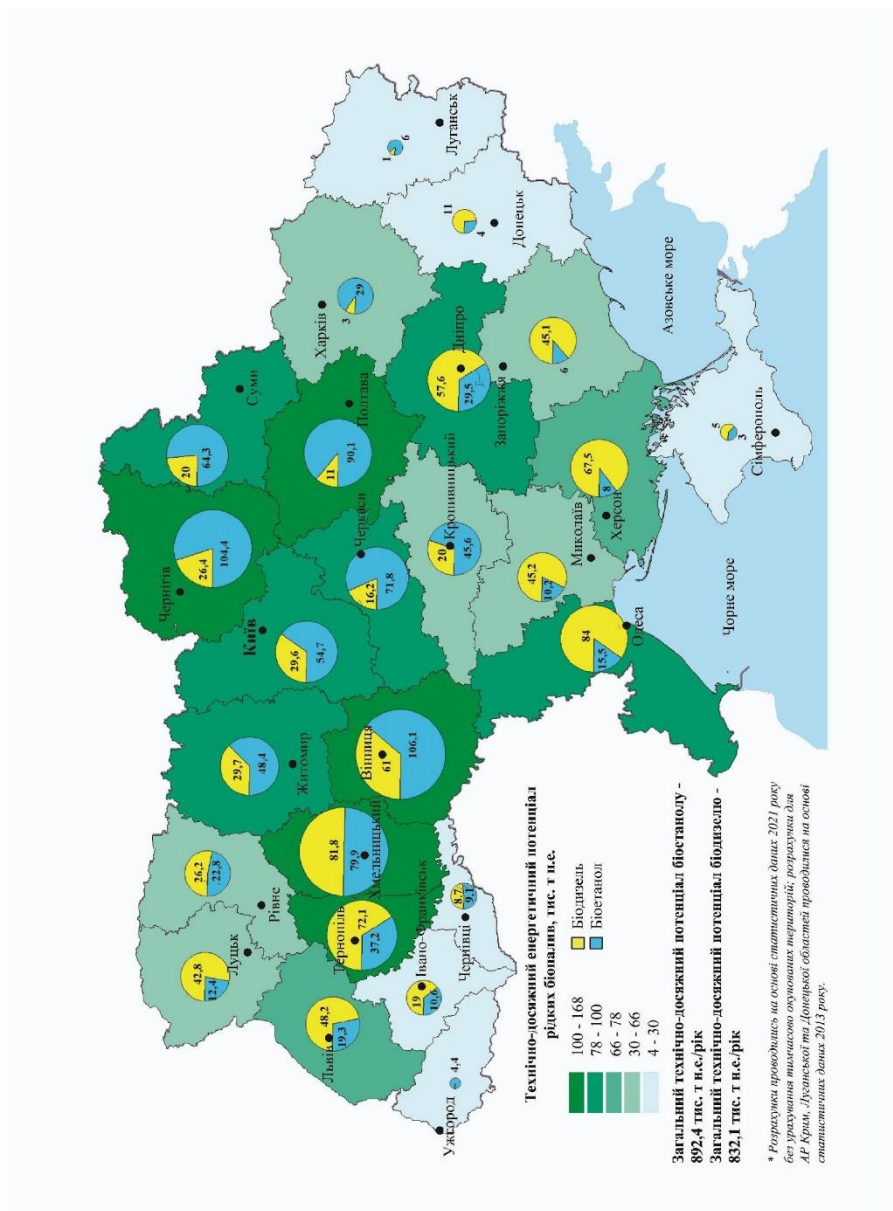


Рис. 4.5. Карта енергетичного потенціалу рідких біопалив

4.2. Пряме спалювання біомаси

Для потреб промисловості й енергетики були створені технології та обладнання для спалювання різних видів класифікованого палива, але біомаса часто є неоднорідною за фракційним складом і характеризується широкими змінами властивостей. Останніми роками введені жорсткі екологічні вимоги щодо гранично допустимої емісії забруднювальних речовин, прийняті стандарти щодо підвищення енергетичної ефективності та безпеки котельних установок зі спалюванням біомаси, що стимулювало застосування нових, досконаліших технологічних процесів та обладнання.

Вибір технології та конструкції системи спалювання визначається характеристиками біомаси, що буде спалюватися, доступними її ресурсами у межах економічно прийнятої відстані її транспортування, загальними та локальними екологічними вимогами, необхідним видом енергії (теплова енергія, електроенергія) та рівнем потужності, економічними умовами функціонування енергоустановки [2]. Отже, не існує універсальної технології та обладнання, а їх вибір є результатом техніко-економічного аналізу під час створення конкретної енергетичної установки з використанням обладнання доступного на ринку.

У Директиві 2018/2001/ЄС «Про стимулювання використання енергії з відновлюваних джерел» дано уточнене визначення – «біомаса значить біорозкладавана частка продукції, відходів та залишків біологічного походження від сільського господарства, включаючи рослинні та тваринні речовини, від лісового господарства та відповідних виробництв, включаючи рибальство та аквакультуру, а також біорозкладавана частка відходів, включаючи промислові та муніципальні відходи біологічного походження» [3].

Директивою 2010/75/ЄС [4] в питаннях, що стосуються нормування викидів забруднювальних речовин від спалювання палив в енергетичних установках, термін «біомаса» означає будь-яке з таких понять:

а) продукти, що складаються з будь-якої рослинної речовини, створені внаслідок сільськогосподарської або лісницької діяльності, що можуть використовуватись як паливо для цілей утилізації їхньої енергетичної складової;

б) такі види відходів: рослинні відходи, створені внаслідок сільськогосподарської або лісницької діяльності; рослинні відходи, створені внаслідок діяльності харчової промисловості, якщо утворюване тепло утилізується; волокнисті рослинні відходи, створені внаслідок обробки целюлози з первинної сировини та виробництва паперу з целюлозної сировини, якщо їх спалюють у місці виробництва, а утворюване тепло утилізується; луб'яні відходи; деревні відходи за винятком деревних відходів, що можуть містити галогеновані органічні сполуки або важкі метали внаслідок

обробки засобами попередження загнивання деревини або покриттями, та які містять, зокрема, деревні відходи, що утворені з відходів будівництва або знесення.

Як видно, визначення «біомаса» за Директивою 2010/75/ЄС [4] є вужчим у порівнянні з визначенням за Директивою 2018/2001/ЄС [3] і не відносить до біомаси «...тваринних речовин» і «біорозкладаваної частки промислових та муніципальних відходів біологічного походження», «деревних відходів, що можуть містити галогеновані органічні сполуки або важкі метали в результаті обробки засобами попередження загнивання деревини або покриттями, та які включають, зокрема, деревні відходи, що утворені з відходів будівництва або знесення». Отже, біомасу неявно поділяють на чисту біомасу та відходи з подальшою диференціацією екологічних вимог до енергоустановок, що їх спалюють.

Чиста тверда біомаса може розглядатися як тверде біопаливо, торгові форми та властивості якого класифіковані відповідно до стандарту EN 14961 [5]. Стандартом передбачені такі торгові форми твердих біопалив: дрова, тріска деревна, брикети, пелети, кипи (тюки) соломи та стебел сільгоспкультур, тирса. Для кожної торгової форми біопалива встановлено характерні показники та градації можливої зміни їх величини. Тверді біопалива з властивостями, класифікованими за цим стандартом, можуть постачатися насамперед для промислових споживачів, які мають енергетичні установки, придатні для використання таких палив, а при їх використанні здійснюються відповідні первинні та вторинні заходи зниження емісії забруднювальних речовин з дотриманням встановлених екологічних вимог.

У побуті, комунальному господарстві, на об'єктах соціальної сфери застосовують котельні установки, найчастіше потужністю до 500 кВт. У невеликих котельних установках реалізація складних технологічних процесів спалювання та очистки продуктів згоряння є проблематичною, часто їх обслуговує персонал з невисокою кваліфікацією. Водночас ці установки також мають відповідати сучасним екологічним вимогам. Ця задача вирішується шляхом забезпечення технічної сумісності твердих біопалив з побутовими котельними установками, призначеними для їх спалювання. Стандартом EN 303-5 [6] на побутові й прирівняні до них опалювальні та водогрійні котли встановлені мінімально допустимі показники енергетичної ефективності та гранично допустимі показники емісії забруднювальних речовин при використанні палив, властивості яких унормовані стандартами на тверді біопалива непромислового призначення – дров [7], тріски [8], деревних пелет [9], брикетів [10], недеревних пелет [11].

4.2.1. Вимоги до екологічної безпеки та енергетичної ефективності енергоустановок для спалювання біомаси

В Україні до початку 2000-х років фактично не було нормування викидів забруднювальних речовин від енергоустановок. Під час їх проєктування задача полягала в розсіюванні викидів в атмосферному повітрі із забезпеченням встановлених гранично допустимих концентрацій у приземному шарі. У 2007 році Міністерством охорони навколишнього природного середовища України прийнято нормативи щодо гранично допустимих викидів від всіх стаціонарних джерел [12]. Цим документом, зокрема стосовно спалювання твердих палив в енергетичних установках, встановлені гранично допустимі концентрації в продуктах згоряння основних забруднювачів атмосферного повітря: твердих часток, оксидів сірки, оксидів азоту та оксиду вуглецю (табл. 4.1) у перерахунку на сухі гази за нормальних умов та вмісту кисню 6 % об. [12].

Таблиця 4.1. Гранично допустимі викиди при спалюванні твердих палив від стаціонарних джерел

Назва речовини	Величина годинного викиду, г/год	Гранично допустима концентрація в димових газах, мг/м³
Тверді частки, недиференційовані за складом	Більше 500	50
	Менше 500	150
Оксиди сірки в перерахунку на SO ₂	5000 і більше	500
Оксиди азоту в перерахунку на NO ₂	5000 і більше	500
Оксид вуглецю	5000 і більше	250

З приєднанням до Договору про створення Енергетичного співтовариства Україна прийняла зобов'язання поступово підвищувати екологічні показники енергоустановок до рівня, рекомендованого для країн ЄС. Директивою 2001/80/ЄС і в подальшому Директивою 2010/75/ЄС [4] встановлено граничні викиди забруднювальних речовин в атмосферне повітря при спалюванні чистої біомаси у великих енергетичних установках сукупною ефективною тепловою потужністю по паливу $P > 50$ МВт. Документами встановлюються граничні показники емісії кислих газів (SO₂, NO_x) як причини кислих дощів, та твердих часток як таких, що зумовлюють транскордонне перенесення важких металів. Слід відмітити, що вказаними Директивами емісія оксиду вуглецю не нормується, а її нормування здійснюється національними нормативними документами і стандартами. У табл. 4.2 наведено значення гранично допустимих концентрацій забруднювальних

речовин для великих енергоустановок зі спалюванням чистої біомаси (в перерахунку на сухі гази за нормальних умов та вмісту кисню 6 % об.) [4].

Таблиця 4.2. Гранично допустимі викиди при спалюванні біомаси у нових та реконструйованих великих спалювальних установках

Сукупна номінальна ефективна теплова потужність, МВт	SO₂, мг/м³	NO_x, мг/м³	Пил (тверді частки), мг/м³
50–100	200	250	20
100–300	200	200	20
>300	150	150	20

Відповідно до рішення Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства від 24 жовтня 2013 року [13] вимоги Директиви 2010/75/ЄС набувають чинності в Енергетичному Співтоваристві для всіх великих спалювальних установок після 31 грудня 2027 року.

Директивою 2015/2193/ЄС «Про обмеження викиду забруднюючих речовин в атмосферне повітря від середніх спалювальних установок» [14] встановлено гранично допустимі викиди забруднювальних речовин від існуючих та нових енергоустановок потужністю $P = 1 \dots 50$ МВт по паливу. В табл. 4.3 наведено значення гранично допустимих концентрацій забруднювальних речовин для нових та реконструйованих енергоустановок зі спалюванням чистої біомаси залежно від їхньої потужності (в перерахунку на сухі гази за нормальних умов та вмісту кисню 6% об.), які набрали чинності 20 грудня 2018 року [14].

Таблиця 4.3. Гранично допустимі викиди при спалюванні біомаси в нових та реконструйованих середніх спалювальних установках

Викиди	Номінальна теплова потужність енергоустановки 1 МВт<P≤5 МВт	Номінальна теплова потужність енергоустановки 5 МВт<P≤50 МВт
SO ₂ , мг/м ³	200	200
NO _x , мг/м ³	500	300
Пил (тверді частки), мг/м ³	50	30 (при 5 МВт<P≤20 МВт) 20 (при P>20 МВт)

В Україні вимоги згаданих вище Директив ЄС впроваджуються шляхом прийняття національних нормативних документів – технологічних нормативів, якими встановлюються кориговані цільові показники та строки їх введення в дію з урахуванням стану енергетичного сектору та економіки в

цілому. В 2008 році в Україні введено технологічні нормативи допустимих викидів забруднювальних речовин від великих енергоустановок номінальної потужністю понад 50 МВт [15]. У 2015 та 2018 роках цей документ було переглянуто і встановлено нові поточні та перспективні технологічні нормативи. Щодо установок зі спалюванням біомаси, документом на цей час введено лише перспективні технологічні нормативи для нових та модернізованих установок, які споруджуються та вводяться в експлуатацію на основі проектно-кошторисної документації, затвердженої після 1 січня 2018 року, причому ці нормативи збігаються з вимогами Директиви 2010/75/ЄС до нових енергоустановок (див. табл. 4.2). В Україні для великих енергетичних установок встановлено гранично допустимий викид оксиду вуглецю 250 мг/м³ [14].

Національним планом скорочення викидів [16] намічено, що в Україні великі спалювальні установки мають досягти нормативів гранично допустимих викидів забруднювальних речовин та виконання інших вимог, викладених у Директиві 2010/75/ЄС, до 31 грудня 2028 року для пилу і SO₂ та до 31 грудня 2033 року – для NO_x. Після завершення строків дії Національного плану скорочення викидів оператори великих спалювальних установок мають дотримуватися граничних значень викидів відповідно до вимог Директиви 2010/75/ЄС.

У 2009 році в Україні введено технологічні нормативи допустимих викидів забруднювальних речовин від котелень, що працюють на лушпинні соняшнику, оснащених теплосиловими установками номінальною тепловою потужністю менше 50 МВт [17]. У 2016 році до цього документа було внесено зміни. Для нових та модернізованих установок, що споруджені за проектно-кошторисною документацією, затвердженою після 01.12. 2009, встановлено перспективні технологічні нормативи з диференціацією залежно від їх потужності, що наведені в табл. 4.4 [16].

Чинний в Україні стандарт ДСТУ EN 303-5:2022 (EN 303-5:2021, IDT) [18] на котли опалювальні номінальною тепловою потужністю до 500 кВт з температурою підігріву води до 110 °С, тиском до 6 бар для твердого палива з ручним та автоматичним завантаженням є модифікацією стандарту EN 303-5:2012 [6]. Стандартом встановлені вимоги до мінімально допустимих значень коефіцієнта корисної дії котлів при використанні твердих палив, включно з твердими біопаливами. За енергетичною ефективністю та емісією забруднювальних речовин котли поділяють на три класи: третій (найгірші показники), четвертий, та п'ятий (найкращі показники).

Таблиця 4.4. Перспективні технологічні нормативи викиду забруднювальних речовин новими та реконструйованими енергоустановками, що спалюють лушпиння соняшнику

Забруднювальна речовина	Технологічні нормативи допустимого викиду, мг/м³, при 11 % O ₂	
	Потужність енергоустановки по паливу, МВт	
	P<5	5≤P<50
Тверді частки	100	50
SO ₂	250	250
NO _x (як NO ₂)	300	300
CO	250	250

Під час випробування котлів з метою встановлення їхніх технічних та екологічних характеристик мають застосовуватися тверді біопалива з властивостями, наведеними у табл. 4.5 [6].

Таблиця 4.5. Вимоги до твердих біопалив для випробування котлів за EN 303-5:2012

Вид палива	Клас палива	Вміст вологи	Вміст золи	Леткі речовини	Теплота згоряння
		%	%	%	МДж/кг
Кускова деревина (дрова)	A	15–20	1	-	>17
Тріска	B1	20–30	1,5	-	>17
	B2	40–50	1,5	-	
Пресовані відходи (гранули, брикети)	C	12	0,5	-	>17
Тирса	D	35–50	0,5	-	>17
Недеревна біомаса	E, e	За специфікаціями виробників			>16

Стандартом ГОСТ 33016-2014 (EN 303-5:2012) встановлено гранично допустимий вміст у продуктах згоряння оксиду вуглецю, летких органічних сполук, пилу (твердих часток) при спалюванні різних видів твердого палива. За цим стандартом біогенні види палива (відновлювані тверді біопалива) мають таку класифікацію: **A** – кускова деревина (дрова) з умістом вологи до 25 %; **B1** – подрібнена деревина (тріска) з корою та без кори з частками

максимальним розміром до 15 мм з умістом води від 15 до 35 %; **B2** – подрібнена деревина як B1, але з умістом води більше 35 %; **C1** – пресована деревина (пелети без в'язучої речовини, виготовлені з деревини та/або кори; допускаються природні в'язучі речовини – патока, рослинні парафіни і крохмаль); **C2** – пресована деревина (брикети без в'язучих речовин з деревини та/або кори, допускаються природні в'язучі речовини – патока, рослинні парафіни і крохмаль); **D** – тирса з умістом води до 50 %; **E** – недеревна біомаса: солома, очерет, комиш, макуха та шрот з горіхів і насіння.

Залежно від потужності та класу котла встановлено значення гранично допустимих викидів забруднювальних речовин у сухих продуктах згоряння за нормальних умов та при референтному вмісті кисню в продуктах згоряння 10 % об., які наведені у табл. 4.6 [18], а у табл. 4.7 наведені мінімально допустимі значення коефіцієнта корисної дії котлів [6].

Таблиця 4.6. Гранично допустимі викиди забруднювальних речовин при спалюванні твердих палив в опалювальних котлах за ГОСТ 33016-2014

Номінальна тепло- продуктивність, кВт	Гранично допустимі викиди забруднювальних речовин, мг/м³, при 10 % O₂								
	СО			Леткі органічні сполуки			Пил (тверді частки)		
	Клас котла								
	3	4	5	3	4	5	3*	4	5
Котли з ручним завантаженням палива									
≤50	5000	1200	700	150	50	30	150	75	60
50...150	2500			100			150		
150...500	1200			100			150		
Котли з автоматичним завантаженням палива									
≤50	3000	1000	500	100	30	20	150	60	40
50...150	2500			80			150		
150...500	1200			80			150		
* Для котлів 3-го класу, що працюють на паливах класу «Е» (солома) або «е» (торф), вміст твердих часток не більше 200 мг/м³ при 10 % O₂									

Таблиця 4.7. Мінімально допустимі значення коефіцієнта корисної дії водогрійних котлів при спалюванні твердих біопалив (у наведених залежностях Q – потужність котла, кВт).

Клас котла та діапазон потужності	Коефіцієнт корисної дії, %
Клас 5, $Q < 100$ кВт	$\eta_k = 87 + \log Q$
Клас 4, $Q < 100$ кВт	$\eta_k = 80 + 2 \log Q$
Клас 3, $Q < 300$ кВт:	$\eta_k = 67 + 6 \log Q$
Клас 5, $Q > 300$ кВт	$\eta_k = 89$
Клас 4, $Q > 300$ кВт	$\eta_k = 84$
Клас 3, $Q > 300$ кВт	$\eta_k = 82$

Вимоги до енергетичної ефективності парових та водогрійних котлів при спалюванні різних видів палива встановлені відповідними стандартами та систематизовано викладені в нашій роботі [19]. Сучасна система стандартизації забороняє створення та виробництво котельних установок з енергетичною ефективністю 40 %, які описані в роботі [20].

4.2.2. Технології та обладнання для спалювання твердих біопалив

4.2.2.1. Спалювання кускового палива у фільтрувальному шарі на нерухомій колосниковій решітці

Під час шарового спалювання шар кускового палива (дров) вільно лежить на колосниковій решітці й продувається первинним повітрям знизу через отвори. Свіже паливо завантажується зверху на шар палаючого палива (рис. 4.6), тобто реалізується зустрічний рух палива та повітря [21]. У перший період після завантаження відбувається теплова підготовка палива, під час якої відбувається його прогрів, випарювання вологи, вихід летких речовин. Після виходу летких речовин залишається коксозольний залишок або деревне вугілля, яке контактує з дуттьовим повітрям та згоряє з виділенням теплової енергії. Після вигорання вуглецю з деревного вугілля на колосниковій решітці залишається попіл, який через отвори в колосниках просипається в зольник. У разі проплавляння золи утворюється шлак [22].

Над шаром палива здійснюються продукти згоряння. Якщо первинного повітря недостатньо для повного згоряння палива і в продуктах згоряння над шаром є продукти неповного горіння, то додатково в надшаровий простір подають вторинне повітря у вигляді струменів зі швидкістю 50–70 м/с.

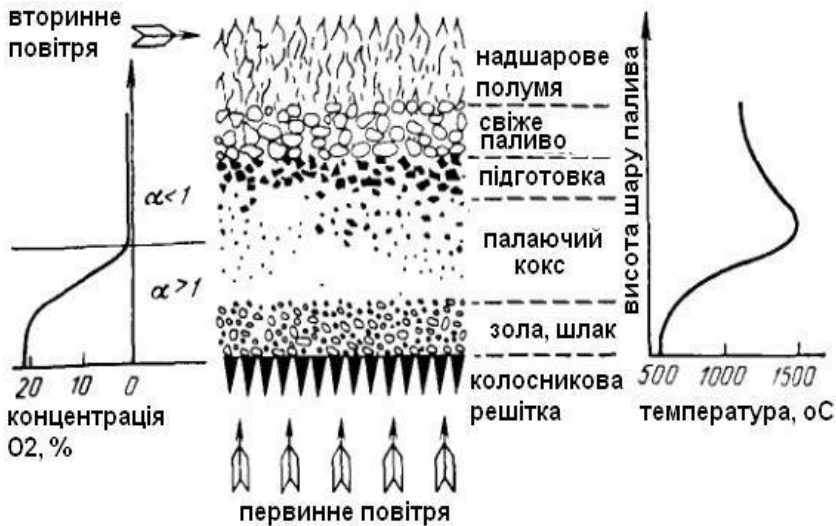


Рис. 4.6. Схема горіння шару кускового палива на нерухомій колосниковій решітці

На рис. 4.6 зліва показана зміна концентрації кисню по висоті шару палива. Нижню частину шару, де присутній кисень повітря, називають кисневою зоною. У кисневій зоні кисень споживається для окислення вуглецю з утворенням переважно вуглекислого газу і значним виділенням теплової енергії. У кінці кисневої зони досягається максимальна температура, близько 1500 °C (рис. 4.6, справа). Верхню частину шару, де кисень практично відсутній, називають відновлювальною зоною. У ній відбувається взаємодія раніше утвореного розжареного вуглекислого газу з вуглецем з утворенням оксиду вуглецю та зниженням температури шару. Товщина кисневої зони становить 3–4 діаметри палаючої частки палива, а відновної зони – в 4–6 разів більша. Для отримання на виході з шару палива продуктів повного згорання спалювання необхідно здійснювати в тонкому шарі з формуванням тільки кисневої зони та надлишком кисню в продуктах згорання.

Рациональне протікання процесу горіння вимагає подачі повітря з підтриманням сталого коефіцієнта надлишку повітря α . Для ефективного протікання процесу горіння деревини величина α повинна перебувати в межах 1,4–1,6 (рис. 4.7), при цьому концентрація кисню в продуктах згорання становитиме 7,5–0 % об. та CO_2 – близько 13 % об. [20].

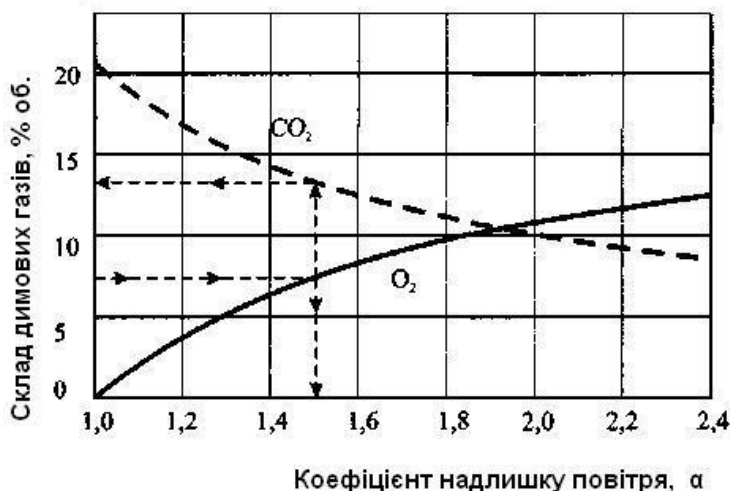


Рис. 4.7. Вміст кисню та вуглекислого газу в сухих продуктах згоряння біомаси залежно від коефіцієнта надлишку повітря α

У топках з ручним обслуговуванням подавання повітря регулюють за зовнішніми ознаками процесу – колір полум'я в топці, вигляд диму на виході з димової труби, що потребує досвіду кочегара. У досконаліших котлах система автоматизації підтримує співвідношення витрати палива та повітря згідно з режимною картою, а в сучасних автоматизованих котлах, включно з побутовими, є датчик концентрації кисню в продуктах згоряння (в зарубіжних джерелах його називають λ -зонд), і за його сигналами система управління горінням коригує подачу повітря з підтриманням оптимального його надлишку.

Спалювання дров на нерухомій колосниковій решітці реалізується в опалювальних печах та простих опалювальних котлах потужністю до 100 кВт, які виробляються багатьма підприємствами України. Котли сталеві водоگрійні для спалювання твердого та газоподібного палива типу КСТГ теплопродуктивністю до 100 кВт (рис. 4.8) мають охолоджувану водою сорочку та вертикальний газотрубний пучок.

Котел не потребує електричної енергії. Завантаження твердого палива здійснюється ручним способом. Подача повітря та видалення димових газів здійснюється за рахунок створюваної димовою трубою тяги. Подача первинного повітря здійснюється через дверцята зольника – піддувало, а подача вторинного повітря можлива при відхиленні завантажувальних

дверцят. Паспортний коефіцієнт корисної дії при спалюванні вугілля становить 76 % [22].

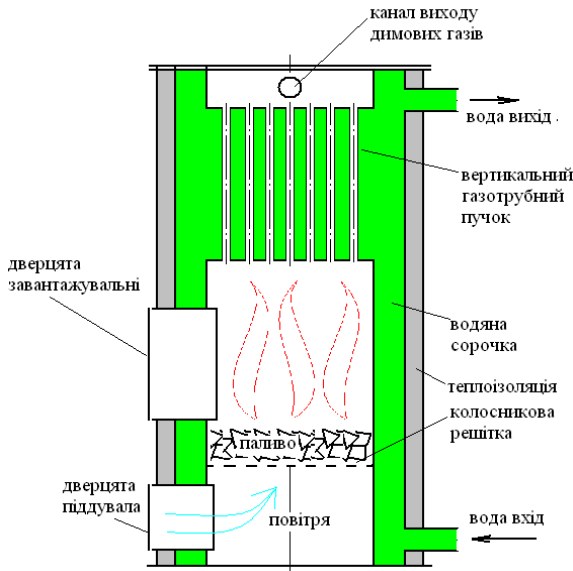


Рис. 4.8. Схема опалювального котла типу КСТГ

Ці котли створювалися для спалювання вугілля, але часто в них спалюють дрова та кускові відходи. Експлуатація таких котлів потребує частого завантаження невеликих порцій дров. При надмірному завантаженні дров продукти неповного згоряння разом із незгорілими леткими речовинами виходять з топки, спричиняють відкладення смол на поверхнях нагріву з погіршенням теплопередачі та зниженням коефіцієнта корисної дії котла. Для відновлення нормальної роботи котла необхідне механічне очищення поверхонь нагріву від смолистих відкладів. Досить часто можна спостерігати викид густого диму, тобто продуктів неповного згоряння та летких речовин через димову трубу. Це спричиняє забруднення атмосферного повітря та втрату хімічної енергії палива. Іноді продукти неповного згоряння займаються на виході з димової труби, що призводить до пошкодження обладнання та створює пожежну небезпеку.

Складнішим є опалювальний котел «Ретра» для спалювання вугілля або дров, в якому реалізується шарове спалювання з завантажувальною шахтою, що забезпечує безперервну роботу котла тривалістю до 8 годин. Котли мають рухомі колосники для здійснення шурування шару палива. Автоматизовані

котли оснащують вентиляторами для подачі первинного та вторинного повітря, а їх коефіцієнт корисної дії досягає 93 % [23].

4.2.2.2. Двостадійне спалювання кускової біомаси та дров на колосниковій решітці з супутнім низхідним рухом палива та повітря

Двостадійне спалювання кускової біомаси реалізується в піролізних або газифікаційних котлах (рис. 4.9).

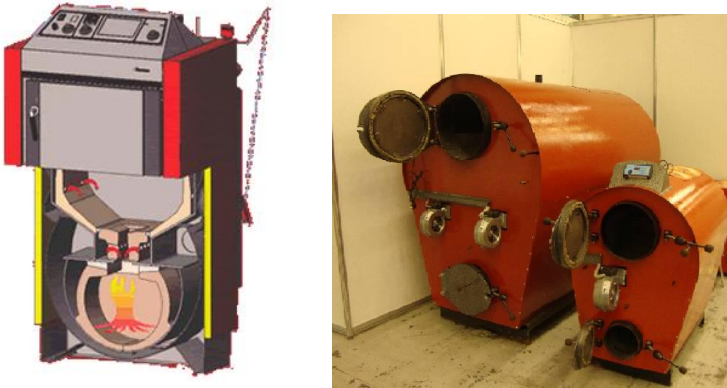


Рис. 4.9. Схема та загальний вигляд піролізних котлів

Їх особливість полягає в поступовому спалюванні палива, завантаженого в бункер. З бункера паливо під дією сили тяжіння опускається на колосникову решітку. В шар палива згори вниз подається первинне повітря – реалізується супутній низхідний рух палива та первинного повітря. Безпосередньо на решітці перебуває шар золи, над ним – шар палаючого коксу, над шаром коксу – зона підготовки палива.

На першій стадії в нижній частині бункера під час подачі первинного повітря відбувається термічна підготовка та піроліз палива, далі горіння та газифікація коксового залишку з утворенням високотемпературної суміші горючих газів.

На другій стадії в додатковій камері відбувається догорання горючих газів за рахунок подачі вторинного повітря. Отримані продукти повного згорання палива спрямовують до теплообмінних поверхонь котла.

Керування інтенсивністю спалювання та тепловою потужністю котла здійснюється зміною витрати первинного повітря, що виключає необхідність застосування складних систем подачі та дозованої подачі твердого палива. У котлах великої потужності розміри бункера дозволяють завантажувати та спалювати метрові дрова. Тривалість горіння одного завантаження дров – від

4 до 12 годин. Ряд підприємств України виробляють піролізні котли побутового призначення теплопродуктивністю 16, 25, 31,5, 40, 63, 80 кВт та промислового призначення – теплопродуктивністю 100, 140, 190, 250, 300, 500 кВт. Коефіцієнт корисної дії таких котлів перебуває в межах від 82 до 92 % [24].

4.2.2.3. Спалювання сухого подрібненого палива в механічних топках з нижньою подачею палива – спалювання у ретортних топках

У ретортних топках реалізується відома схема з супутнім висхідним рухом палива та первинного повітря (рис. 4.10) [25].

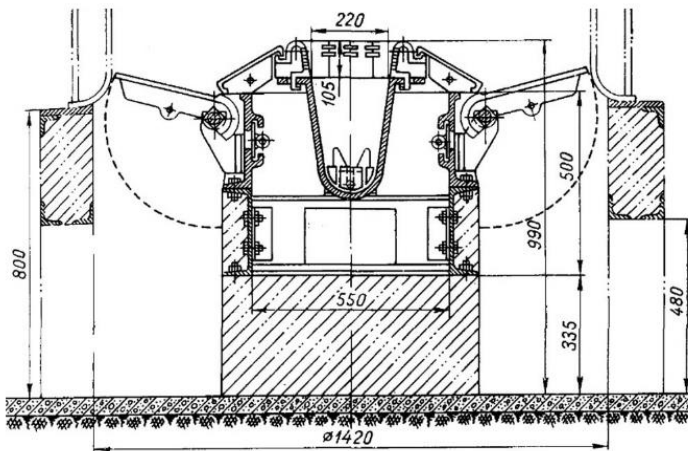


Рис. 4.10. Ретортний топковий пристрій з нижньою подачею палива

Реторта – це вид колосникової решітки, на якій згоряє гірка кускового палива. По центру реторти є канал для подачі свіжого палива знизу під шар палаючого палива. Паливо виштовхується з вертикального каналу й розсипається на реторті у вигляді гірки. В горловину реторти та під її бічні колосники подають первинне повітря. В горловині реторти відбувається підготовка палива – підсушування та піроліз з виділенням летких речовин. Леткі речовини та смоли, які є в них, проходять через шар розжареного коксу й розкладаються на простіші речовини, що при реагуванні з повітрям повністю вигоряють. У разі потреби вторинне повітря подають струменями над шаром палаючого палива.

Ретортні топки були створені на початку XX ст. для спалювання малозольного вугілля з високим виходом летких речовин, а вже потім застосовані для спалювання сипучих біопалив (некондиційного зерна,

деревних гранул, тріски та тирси з вмістом вологи до 30–35 %). Під час спалювання якісних деревних гранул з низьким вмістом тугоплавкої золи ретортні топки можуть тривалий час працювати в автоматичному режимі без втручання обслуговуючого персоналу. В разі спалювання деревних гранул або тріски з підвищеним вмістом золи зверху гірки палива утворюється шар золи, що призводить до порушення горіння.

Ретортні топки застосовують переважно у водогрійних котлах потужністю від кількох кіловат до 2500 кВт. Як живильники палива в котлах потужністю до 500 кВт частіше застосовують шнеки, а в потужніших котлах переважно застосовують плунжерні штовхачі.

4.2.2.4. Спалювання подрібненої біомаси в рухомому шарі

У механізованих та автоматизованих котлах для спалювання палив застосовують рухомі колосникові решітки (ланцюгові, безпровальні, циліндричні обертові, вібраційні, вібраційні з охолодженням) та решітки з рухомими колосниками (горизонтальні перештовхувальні решітки, похилі перештовхувальні, похилі перештовхувальні з охолоджуваними колосниками, валкові), які забезпечують переміщення шару палива, його шурвання, скидання золи та шлаку з решітки.

Для спалювання деревної тріски та дрібних деревних відходів широко застосовують похилі перештовхувальні решітки, які являють собою ступінчасту колосникову решітку, в якій чергуються рухомі та нерухомі колосники (рис. 4.11).

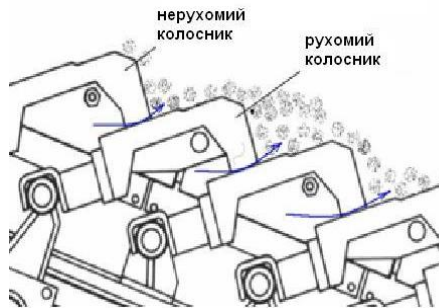


Рис. 4.11. Колосники похилої перештовхувальної решітки

Рухомі колосники здійснюють зворотно-поступальні рухи — під час руху вліво паливо з рухомого колосника зсипається на нижній нерухомий, а під час зворотного руху зіштовхується з нерухомого колосника на наступний рухомий. Це забезпечує перемішування свіжого та палаючого палива і інтенсифікує горіння. Первинне повітря подають під колосникову решітку,

звідки воно надходить у шар палива крізь просвіти між колосниками та канали в них. Вторинне повітря подають струменями над шаром палива.

Похилі перештовхувальні решітки встановлюють у водогрійних котлах потужністю від кількох кіловат до десятків мегават. Для спалювання деревних пелет або сухої деревної тріски з умістом води до 35 % застосовують похилі перештовхувальні решітки, які встановлені в топках з охолоджуваними поверхнями нагріву, що забезпечує зменшення температури в топці та запобігає проплавлення золи.

Для спалювання вологої деревної тріски або подрібнених відходів лісопиляння з умістом води до 55 % застосовують похилі перештовхувальні колосникові решітки, встановлені в топках, повністю або частково футеровані вогнетривкою цеглою, що зменшує відведення теплоти з зони горіння та сприяє досягненню температур до 1100 °С, необхідних для інтенсивного та повного вигорання палива. Прикладом такого підходу можуть бути гібридні водотрубно-газотрубно-парові котли фірми Hurst, що випускаються з тепловою потужністю від 1 до 34 МВт на тиск пари до 62 бар з температурою перегріву пари 440 °С (рис. 4.12) [26].

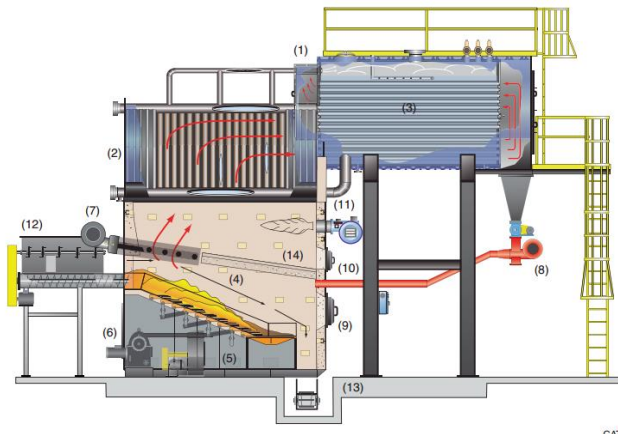


Рис. 4.12. Загальний вигляд гібридного водотрубно-газотрубно-парового котла «Hurst RG» з похилою перештовхувальною решіткою для спалювання вологої деревної тріски та деревних відходів: 1 – водотрубно-газотрубно-паровий блок; 2 – водотрубна секція; 3 – газотрубна секція; 4 – похила решітка з зворотньо-поступальним рухом колосників; 5 – вентилятор підрешіткового (первинного) повітря; 6 – привід колосникової решітки; 7 – вентилятор надшарового (вторинного) повітря; 8 – вентилятор повернення винесених часток; 9, 10 – дверцята обслуговування топки; 11 – пальник допоміжного палива; 12 – витратний паливний бункер; 13 – конвеєр видалення золи; 14 – футерування топки

Котел такого типу тепловою потужністю 20 МВт на тиск пари 38 бар встановлено на першому блоці електричною потужністю 6 МВт_е Іванківської ТЕЦ. Подібна ТЕЦ створюється у м. Рахів.

Для спалювання лушпиння кави й рису, шкаралупи горіхів, відходів тютюну й бавовни, багаси, лушпиння соняшнику, що характеризуються значними змінами властивостей та низькою температурою плавлення золи, застосовують похилі перештовхувальні решітки з колосниками, що охолоджуються водою. Такі колосникові решітки застосовують і під час спалювання вживаної деревини та палива з твердих побутових відходів. Парові котли водотрубно-газотрубною типу з похилими перештовхувальними решітками з охолоджуваними колосниками потужністю від 1 до 65 МВт виробляє фірма «Vynske» (рис. 4.13) [27].

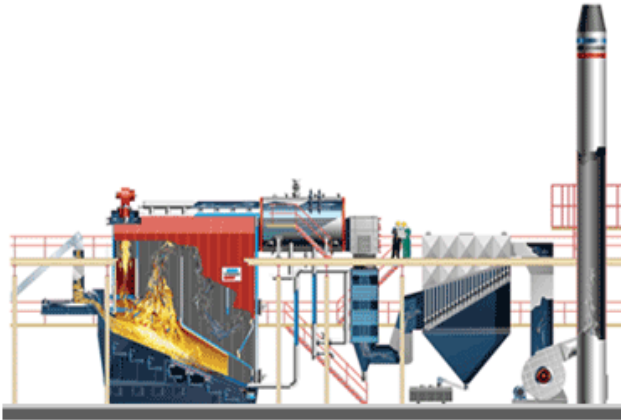


Рис. 4.13. Загальний вигляд гібридного водотрубно-газотрубно парового котла «Vynske», оснащеного похилою перештовхувальною решіткою з охолоджуваними колосниками

Із застосуванням цих котлів можуть створюватися ТЕЦ електричною потужністю від 1 до 10 МВт_е [27]. В Україні такі парові котли встановлені на підприємствах «Каргіл», «Чумак», «Миронівський хлібопродукт».

4.2.2.5. Спалювання біомаси в киплячому шарі

В енергетиці широко застосовують котли з киплячим шаром для спалювання дрібного палива з розміром часток до 5–20 мм. В літературі цю технологію часто називають спалюванням у псевдозрідженому стані, спалюванням у флюїдальних топках.

У киплячому шарі спалюють палива з рівномірним складом дрібних частинок. Частинки палива або палива та інертного матеріалу (кварцовий пісок) перебувають на колосниковій решітці, крізь яку вводиться дуттєве повітря (рис. 4.14).

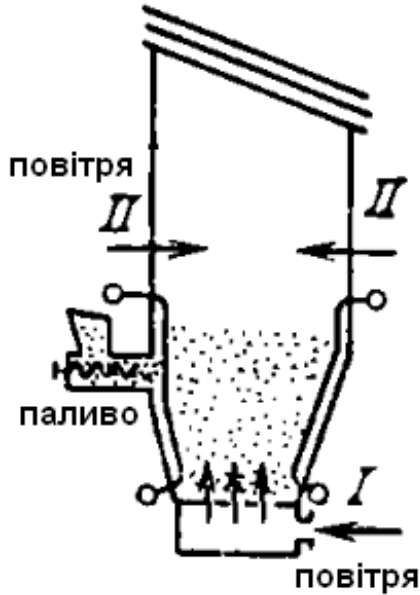


Рис. 4.14. Схема топки з киплячим шаром

Зі збільшенням швидкості дуттєвого повітря динамічний напір може стати рівним силі тяжіння частинки палива, частинки палива починають витати. Умова витання частинки палива полягає у рівності підйомної сили, що діє на частинку, та сили тяжіння. В киплячому шарі швидкість газів більша швидкості витання частинок, а над шаром швидкість газів значно менша від швидкості витання, тобто менше швидкості, при якій частинки палива є завислими у потоці та можуть ним виноситися. При «кипінні» шару основна кількість частинок палива підіймається над решіткою та здійснює зворотно-поступальні рухи «вгору і вниз». При переході в киплячий стан об'єм шару палива збільшується в 1,5–2 рази, але шар має чітку верхню границю [21].

Відносна швидкість частинок палива та дуттьового повітря в киплячому шарі є значною, що створює умови для швидкісного горіння палива. В 1 м^3 киплячого шару вміщується до 400–600 кг палива зі значною поверхнею реагування. Киснева зона має значно більшу висоту, ніж у нерухомому шарі, для допалювання продуктів неповного горіння та винесених пилоподібних частинок палива вторинне повітря в кількості 30–40 % подається у простір над киплячим шаром (рис. 4.10) [21]. У топці з киплячим шаром палива встановлені охолоджувачі водою поверхні нагріву, що включені в схему її циркуляції в котлі. Це дозволяє підтримувати безшлакувальний режим роботи з рівномірною температурою 900–1000 °C по висоті шару палива. Видалення золи здійснюється у твердому стані [21].

Завдяки відносно високій температурі шару, високій швидкості повітря, та розвиненій поверхні частинок палива спалювання здійснюється з високою інтенсивністю, що характеризується тепловим напруженням дзеркала горіння $q_R = 4,7\text{--}7 \text{ МВт/м}^2$ та тепловим напруженням об'єму топки $q_V = 170 \text{ кВт/м}^3$. Спалювання палив у киплячому шарі характеризується меншою емісією шкідливих газів – завдяки відносно низьким температурам уповільнюється утворення термічних оксидів азоту, а додавання в шар вапняку дозволяє зв'язувати оксиди сірки. Крім того, зменшується випаровування лужних сполук золи палива, внаслідок чого менше забруднюються поверхні нагріву [21].

Основними різновидами топок з киплячим шаром є топки з бульбашковим киплячим шаром та киплячим шаром, що циркулює. Найвідоміші топки з бульбашковим киплячим шаром, їх застосовують для спалювання низькокалорійних палив – торфу, вологої біомаси, кори, шлаків, каналізаційного мулу. Для формування киплячого шару в топку також подають інертний матеріал – дрібний кварцовий пісок. Наявність у шарі нагрітого піску забезпечує швидкий нагрів частинок свіжого палива та його термічну підготовку. Топки з бульбашковим киплячим шаром оснащують різноманітними колосниковими решітками – вібраційними, рухомими та ковпачковими залежно від характеристик спалюваного палива. Для топок з бульбашковим киплячим шаром характерна наявність у топці значного надшарового простору. У табл. 4.8 наведено характеристики котлів за паропродуктивністю та параметрами пари, а на рис. 4.15 показано поздовжній переріз водотрубного парового котла Babcock&Wilcox, оснащеного топкою з бульбашковим киплячим шаром [28].

Таблиця 4.8. Діапазон продуктивності та параметрів пари котлів Babcock&Wilcox з бульбашковим киплячим шаром

Паропроодуктивність котлів, т/год	Тиск пари, бар	Температура перегрітої пари, °C
Промислові котли		
9 ... 27	10 ... 69	400
27 ... 68	10 ... 110	482
68 ... 136	69 ... 124	538
Енергетичні котли		
100 ... 450	180	538

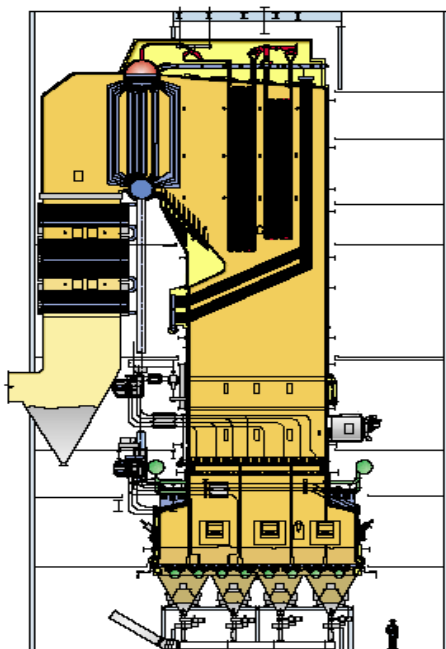


Рис. 4.15. Поздовжній переріз парового котла Babcock&Wilcox, оснащеного топкою з бульбашковим киплячим шаром

Топки з киплячим шаром, що циркулює, застосовують для спалювання низькокалорійних палив – низькокалорійного вугілля, біомаси й відходів, кори, шламу, використаної підстилки з пташиним послідом. Характерною особливістю топок з киплячим шаром, що циркулює, є те, що весь топковий

простір заповнений рухомою аеросумішшю палива та інертного матеріалу. На виході з топки встановлено циклонний сепаратор частинок, в якому відділяються газоподібні продукти згоряння, а частинки золи, інертного матеріалу та незгорілого палива повертаються в нижню частину топки.

На рис. 4.16 наведена схема парового котла Foster-Wheeler зі спалюванням палива в киплячому шарі, що циркулює [29].

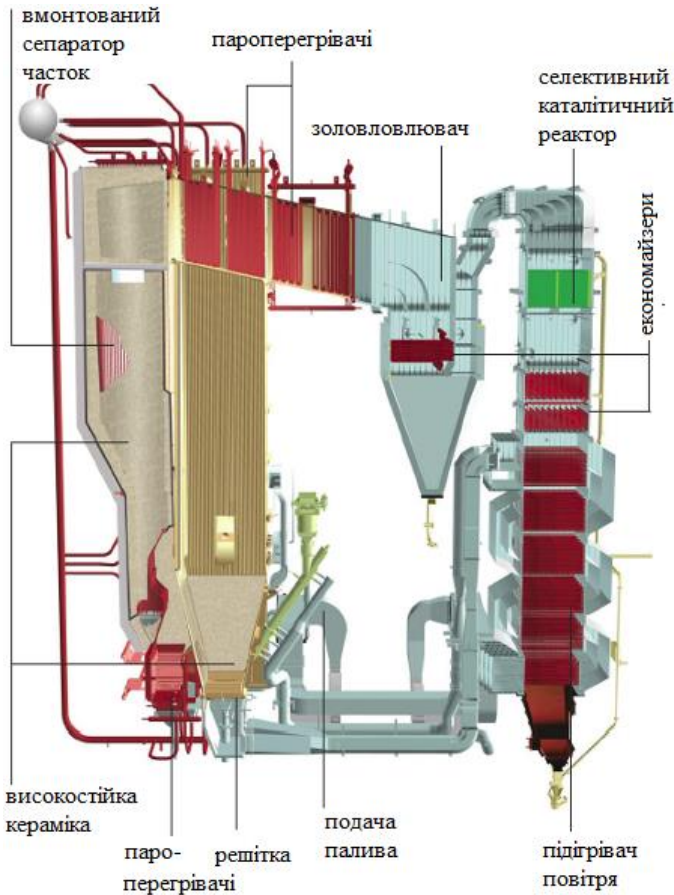


Рис. 4.16. Схема парового котла Foster-Wheeler зі спалюванням біомаси в киплячому шарі, що циркулює

Як видно зі схеми котла, топка та циклонний сепаратор часток мають вмонтовані поверхні нагріву. Після циклона димові гази проходять через

похилий газохід, в якому розташовані поверхні нагріву пароперегрівача, а далі димові гази проходять крізь циклон для уловлення винесеної золи і спрямовуються в селективний каталітичний реактор для відновлення оксидів азоту аміаком або сечовиною до молекулярного азоту. Селективний каталітичний реактор необхідний при спалюванні біомаси, особливо тих її видів, що містять багато паливного азоту. Після каталітичної очистки гази надходять у вертикальну конвективну шахту, де послідовно проходять через економайзер та багатоступеневий підігрівач повітря.

Парові котли з киплячим шаром, що циркулює, паропродуктивністю 100–500 т/год застосовуються на електричних станціях електричною потужністю від 30 до 150 МВт_е. Найвідоміший виробник таких парових котлів – підприємство Foster-Wheeler. Понад 40 років у світі експлуатується більше 210 таких котельних установок у США, Швеції, Китаї, Польщі, Філіппінах, Чилі [29].

4.2.2.6. Спалювання тюкованої соломи в топках парових та водогрійних котлів

Солому злакових культур заготовляють для потреб сільськогосподарських підприємств, де вона використовується як грубий корм чи компонент комбікормів, підстилка для тварин чи птиці, мульчувальний та покрівельний матеріал. Солому використовують у тепличних господарствах як основу субстрату для вирощування огірків та грибів. Для потреб сільського господарства соломі заготовляють у вигляді малих та середніх прямокутних тюків, у циліндричних рулонах діаметром від 1 до 2 м. Вказані тюки характеризуються низькою щільністю пресування 50–80 кг/м³, і їх транспортування на значні відстані є проблематичним. Такі тюки можуть спалюватися у фермерських котельнях та котельнях сільських поселень.

Для енергетичних потреб соломі заготовляють переважно у вигляді великих прямокутних тюків типу New Holland, Hesston або Claas з розмірами 1,2×1,3×2,5 м зі щільністю пресування близько 170 кг/м³. Тюки з великою щільністю пресування добре зберігають геометричну форму та розміри, а тому в котельнях та на електричних станціях можна застосовувати автоматизовані системи для розвантажування доставлених тюків, їх складування, подачі зі складу до топок котлів. Для потреб енергетичних підприємств добре підходять тюки попередньо подрібненої соломи, що дозволяє на електростанції обійтися без установок подрібнення соломи – достатньо лише розрізати зв'язувальні шпагати – й подавальні шнеки можуть переміщати розпушену солом'яну січку в топку.

Фірмою Burmister & Wain Energy A/S (Данія) створені водотрубні парові котли для спалювання тюкованої соломи тепловою потужністю по паливу до 150 МВт на тиск пари 112 бар з перегрівом до 540 °С (рис. 4.17) [30].

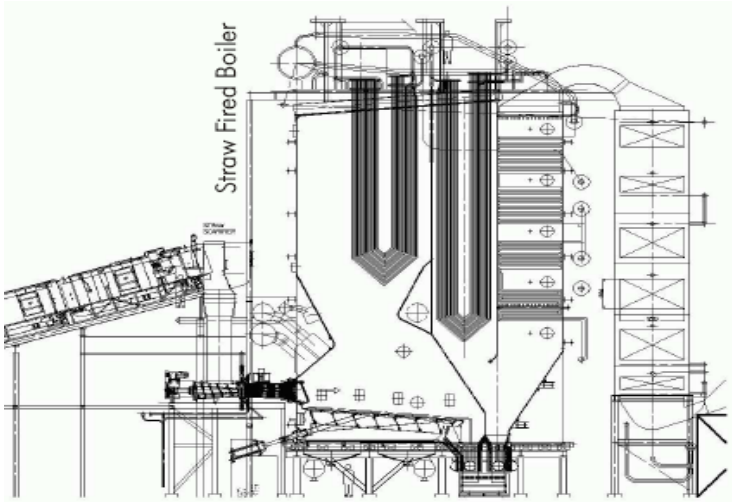


Рис. 4.17. Поздовжній переріз парового котла Burmister & Wain для спалювання тюкованої соломи на колосниковій решітці, що вібрує

Тюки соломи подають зі складу по похилому конвеєру до завантажувального вузла, де розрізаються зв'язувальні шпагати, тюк розпускається, й солом'яну різку за допомогою шнеків завантажують на похилу колосникову решітку, що вібрує. Під дією первинного повітря починається горіння соломи, й утворені продукти неповного горіння догорають в надшаровому топковому просторі завдяки подаванню струменів вторинного повітря. Спалювання здійснюється із загальним надлишком повітря 1,30–1,45, при цьому частка первинного повітря становить лише 30 % загальної його витрати. Коксозольний залишок соломи вигоряє на колосниковій решітці й завдяки її вібраційному руху поступово переміщається до кінця решітки; утворена зола зсипається в зольну воронку [30].

Для живлення одного котла встановлюється до 4 таких ліній подачі та завантаження соломи. Одночасно з соломою в паровому котлі може спалюватися деревна тріска, яку подають окремим конвеєром до завантажувального вузла у кількості до 50 % по енергії палива [30].

Топка котла, яку вважають першим газоходом, має екранні поверхні нагріву та ширмовий пароперегрівач, завдяки чому здійснюється променевий теплообмін з об'ємом продуктів згоряння. У другому опусковому газоході встановлений ширмовий пароперегрівач проміжного перегріву пари і здійснюється променевий теплообмін з продуктами згоряння. За твердженням розробника котла, на ширмових поверхнях нагріву може відкладатися шлак,

але шлакова плівка захищає пароперегрівач від високотемпературної корозії. З часом плівка шлаку стає сипкою й опадає, обдувні пристрої для очищення ширм не застосовують. Застосування ширмових поверхонь нагріву завдяки променевому теплообміну дозволяє охолодити продукти згоряння до температури, яка нижче за температуру розм'якшення золи, й уникнути можливого її налипання на конвективних поверхнях нагріву. Конвективні поверхні нагріву встановлені в третьому висхідному та четвертому низхідному газоходах. Температура відхідних димових газів після котла становить 120–130 °С. У складі електростанції після котла встановлюють електростатичний фільтр й, у разі потреби, установку селективної каталітичної очистки газів від оксидів азоту [30].

Коефіцієнт корисної дії таких котлів досягає 92,5 % нижчої теплоти згоряння палива. При спалюванні соломи регулювання паропроductивності може здійснюватися у межах від 40 до 100 %. Допоміжним та пусковим паливом може бути рідке паливо або природний газ. Динамічні характеристики котла дають змогу змінювати навантаження зі швидкістю 3 %/хв при спалюванні соломи, а при застосуванні допоміжного палива воно може збільшуватися до 4 %/хв [30].

Застосування таких котлів у складі паротурбінних установок, що працюють за циклом Ренкіна з проміжним перегрівом пари, дозволяє досягти 32 % електричного коефіцієнта корисної дії. Із застосуванням котлів цього типу будують енергоблоки електричною потужністю 12, 18, 30, 40 МВт_е. Відомо, що до 2012 року в Китаї було побудовано 21 ТЕЦ зі спалюванням соломи сумарною електричною потужністю 408 МВт_е. У Великій Британії побудована соломоспалювальна електрична станція Sleaford електричною потужністю 38,5 МВт_е з річним споживанням тюкованої соломи 240 тис. т, яку транспортують на відстань до 30 км [30].

На сучасному етапі спалювання тюкованої соломи для нагріву води в системах опалення базується на застосуванні водогрійних котлів для нагріву води з тиском вище атмосферного та водогрійних теплогенераторів, у яких нагрівають воду, що перебуває при атмосферному тиску.

Спалювання тюкованої соломи у водогрійних котлах великої потужності базується на технологіях безперервного або наближеного до безперервного спалювання тюкованої соломи: безперервне сигарне спалювання цілих великих тюків, розділення великого тюка на частини з їх завантаженням у топку з реалізацією безперервного горіння, подрібнення тюка на січку та її безперервне подавання в топку. В котлах з безперервним спалюванням здійснюють нагрів води під тиском до температури 95...115 °С, їх здебільшого обладнують системами уловлення золи – циклонами або мультициклонами.

У водогрійних котлах малої потужності здійснюють спалювання цілих малих тюків з їх періодичним подаванням. У теплогенераторах здійснюють

періодичне спалювання цілих великих тюків соломи. Котли та теплогенератори з періодичним спалюванням тюків зазвичай не оснащують системами очищення димових газів, тому вони характеризуються значними викидами забруднювальних речовин.

Сигарне спалювання великих тюків соломи здійснюють у топках водогрійних котлів потужністю від 8 до 15 МВт (рис. 4.18) [31].

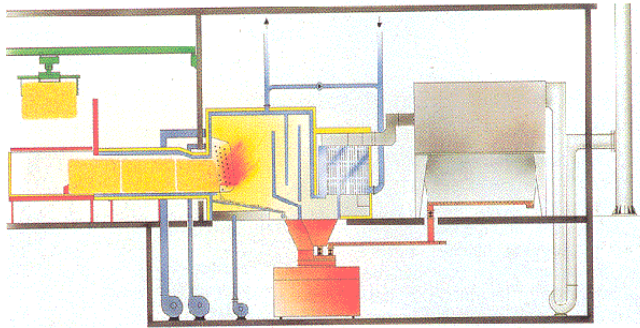


Рис. 4.18. Схема водогрійного котла з сигарним спалюванням великих тюків соломи фірми Lin-ka

Цілі великі тюки соломи системою завантаження встановлюються на завантажувальний конвеєр і при відкриванні шиберу досилаються у витратну камеру, звідки поступово проштовхуються до топки. На вході топки є фурменний пояс, за допомогою якого різальні струмені первинного повітря спрямовуються на тюк, викликаючи його займання та горіння, над фурменним поясом вводиться вторинне повітря для забезпечення вигорання утворених газів. При просуванні тюка частково обгоріла солома осипається на похилу перештовхувальну колосникову решітку, де догоряє завдяки підрешітковому дуттю. Топка й вертикальні вихідні газоходи мають екранні поверхні нагріву. Завдяки променевому теплообміну продукти згоряння охолоджуються до температур, які нижче за температуру розм'якшення золи, й надходять до конвективних поверхонь нагріву. Після котла продукти згоряння очищаються від твердих часток у зололовлювачі й димососом спрямовуються до димової труби. Емісія CO становить 300 ppm, NO_x 350 ppm, твердих часток 40 мг/м³ [31].

Спалювання великих тюків з діленням на частини здійснюється у водогрійних котлах. На рис. 4.19 наведено схему газотрубного водогрійного котла з діленням великого тюка на частини з їх завантаженням у топку [31]. Тюк соломи 1 встановлюють у вертикальне положення у завантажувальній камері 2. Ножом 6 з гідравлічним приводом від тюка відрізають частину і через

систему шлюзування 3, 4, 5 виштовхують на колосникову решітку, де вона згоряє під дією струменів повітря. У топковому об'ємі відбувається догорання легких речовин, і продукти згоряння надходять до теплообмінних поверхонь газотрубного котла та виходять через димовідвідний канал 10. Процес горіння наближений до рівномірного. Водогрійні котли такого типу потужністю від 3 до 8 МВт виробляє фірма «Lin-ka» (Данія) [31].

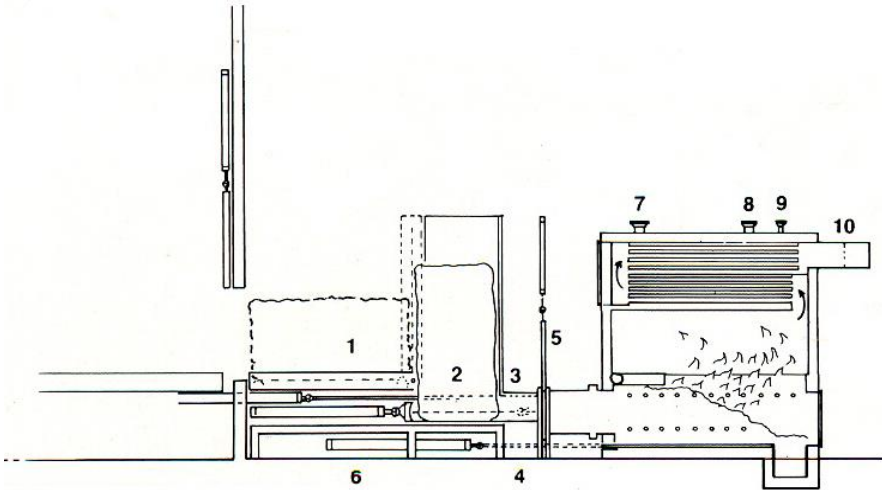


Рис. 4.19. Схема газотрубного водогрійного котла Lin-ka зі спалювання тюків, розділених на частини

Котли зі спалюванням тюка соломи, розділеного на частини, виробляють підприємства в Білорусі та Чехії. Два подібні котли експлуатуються в Україні в Полтавській та Дніпропетровській областях.

Спалюванням тюкованої соломи з подрібненням на січку можна організувати керований безперервний процес горіння на реторті або на рухомих колосниках зі стабільними тепловими режимами та якісним згорянням.

Така технологія спалювання солом'яної січки реалізується в парових котлах потужністю від 400 кВт до 15 МВт на тиск пари від 0,9 до 16 бар, а також у водогрійних котлах потужністю від 250 кВт до 15 МВт, що виробляє фірма «Lin-ka» (Данія). Котли характеризуються коефіцієнтом корисної дії не менше 95,9 %. Викиди CO становлять 17–28 мг/м³, легких органічних сполук – менше 6 мг/м³, твердих часток – 37–40 мг/м³ при референтній концентрації кисню в продуктах згоряння 10 % [31]. Відомі конструкції котельних установок, в яких транспортування січки здійснюється шнеками; встановлюються проміжні бункери солом'яної січки з рухомих дном.

4.2.2.7. Періодичне спалювання цілих тюків соломи в топках водогрійних котлів і теплогенераторів

Найпростіші котли з періодичним спалюванням цілих малих тюків потужністю до 100 кВт на тиск води до 3-4 бар з природною тягою мають прямокутну топку з великими дверцятами та колосниковою решіткою. Дверцята та стінки топки мають охолоджувані водою сорочки, на виході з топки розташовано кілька димогарних труб або прямокутних каналів. Спалювання тюка здійснюється на нерухомій колосниковій решітці з подаванням первинного повітря крізь відхилені дверцята зольника під колосникову решітку. Вторинне повітря надходить крізь відкритий маленький люк на дверцятах. Горіння соломи характеризується значною димністю.

Складнішу конструкцію мають котли з періодичним спалюванням цілих середніх тюків соломи. Котли оснащують дуттєвим вентилятором та керованою подачею вторинного повітря (рис. 4.20) [32].

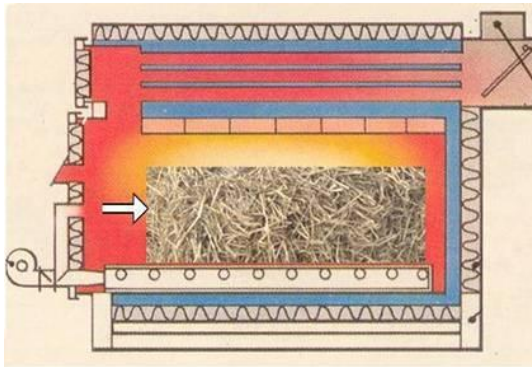


Рис. 4.20. Схема котла Farm2000 для спалювання цілих середніх тюків соломи

У початковий період подається лише первинне повітря, а потім відкривається заслінка, крізь яку вторинне повітря у вигляді струменя спрямовується на палаючий тюк, що забезпечує горіння з меншою димністю. Продукти згоряння частково охолоджуються в топці, а потім у пучку димогарних труб. Коефіцієнт корисної дії таких котлів від 70 до 85 %. Котли такої конструкції виробляють деякі фірми, зокрема «M & K Products (Bromsgrove) Ltd.» (Велика Британія) виробляє котли потужністю 26–665 кВт [32].

Котел аналогічної конструкції потужністю 70 кВт фірми «Passat Energy» (Данія) експлуатується в Україні на молочній фермі біля

с. Паляничинці Київської обл., де в ньому спалюють не тільки тюки соломи, але й дрова та цілі колоди, не розколюючи їх на частини.

Значного поширення набули теплогенератори для спалювання цілих тюків соломи – рулонних діаметром від 1,2 до 2 м або великих прямокутних розміром 1,2×1,3 довжиною до 3 м. Подавання таких тюків у топку здійснюють тракторним навантажувачем.

Циліндрична або прямокутна топка теплогенератора утворена водяною сорочкою (рис. 4.21), її верх та завантажувальні двері футеровані вогнетривким матеріалом.

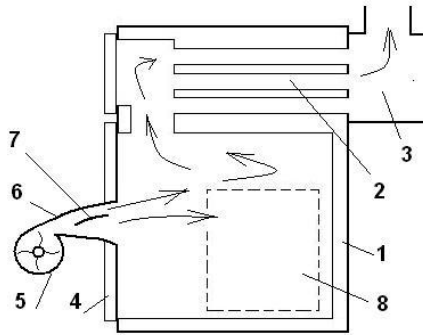


Рис. 4.21. Схема спалювання великих тюків соломи в теплогенераторах: 1 – топка; 2 – газотрубний пучок; 3 – канал відводу димових газів; 4 – завантажувальні двері; 5 – вентилятор дуттьовий; 6 – сопло; 7 – відхиляюча лопатка; 8 – тюк соломи

На виході з топки розташований пучок димогарних труб. Подавання повітря здійснюють одним або кількома вентиляторами. Горіння соломи відбувається в місці удару струменя повітря в тюк соломи. Зміною напрямку струменя здійснюють поступове випалювання тюка згори вниз. Для зміни напрямку струменя повітря в соплі встановлено відхиляючу лопатку, яка, крім зміни напрямку струменя, ділить його на дві частини – нижня частина струменя діє як первинне повітря, верхня частина струменя – як вторинне повітря. При зміні напрямку струменя дуттьового повітря система управління горінням враховує концентрацію кисню в димових газах за сигналом λ -зонду.

Над теплогенератором може встановлюватися бак-акумулятор і розширювальний бак. Приймають, що водяний об'єм котла та акумулятора має бути достатнім для поглинання енергії, що виділяється при згорянні всієї завантаженої соломи. Особливість теплогенераторів у тому, що їх великий водяний об'єм перебуває під атмосферним тиском. Завдяки цьому

теплогенератори не підпадають під державний нагляд за котельними установками, що працюють під тиском.

В Україні теплогенератори для спалювання великих тюків соломи потужністю 150, 250, 300, 600, 860 кВт виготовляє ПАТ «Південтеплоенергомонтаж» за ліцензією данської фірми «Passat Energy». В Україні встановлено 43 таких теплогенератори та більше сотні експортовано до країн СНД та ЄС [33]. За повідомленнями виробника, коефіцієнт корисної дії теплогенераторів становить 80–83 %, емісія CO становить до 2200 мг/м³, NO_x – 40 мг/м³, твердих часток – 320 мг/м³.

4.2.2.8. Сумісне спалювання біомаси та вугілля на електричних станціях

Сумісне спалювання вугілля і біомаси на існуючих електростанціях розглядається у світі як найменш затратний спосіб використання біомаси для виробництва електричної енергії. Існуючі вугільні електростанції характеризуються високими початковими параметрами пари, що забезпечує досягнення високого коефіцієнта корисної дії перетворення енергії біомаси на електроенергію. Витрати на дооснащення наявних електростанцій під спалювання біомаси значно нижчі, ніж будівництво нових. Використання біомаси зменшує викиди як традиційних забруднювальних речовин (SO_x, NO_x), так і викиди парникових газів (CO₂, CH₄). Спільне спалювання вугілля та біомаси є поширеним у низці розвинених країн Європи та США. Наприклад, у ФРН є 27 електростанцій зі спільним спалюванням біомаси та вугілля, у Фінляндії – 18, в Швеції – 15, у Данії, Австрії та Нідерландах – по 5, у Сполучених Штатах – 41. Детальний огляд технологій сумісного спалювання біомаси та вугілля на електричних станціях наведено в роботі [34].

4.2.3. Дослідження та вдосконалення процесів прямого спалювання біомаси

Проведення подальших досліджень горіння твердих біопалив зумовлене необхідністю ширшого використання сільськогосподарської біомаси, зокрема солом'яних пелет в котельнях міст та сільських поселень. Підвищений вміст та легкоплавкість золи при спалюванні солом'яних пелет призводить до агломерації часток у шарі палива, порушення горіння зі зменшенням теплопродуктивності, зростання емісії оксиду вуглецю, різкого зниження коефіцієнта корисної дії котельної установки [35]. Спалювання твердих біопалив в опалювальних котлах зумовлює значну емісію твердих частинок, особливо субмікронного розміру, які важко уловлювати з димових газів і які не осідають в повітрі, спричиняючи стійке забруднення атмосферного повітря з негативним впливом на здоров'я людей [36, 37]. У

поселеннях низки розвинених країн взагалі забороняють спалювати біопалива в опалювальних котлах або вводять таку заборону в разі несприятливих погодних умов. У містах України, навіть у Києві, в зимовий період спостерігається утворення фотохімічного смогу, спричиненого викидами транспортних засобів та котелень, що спалюють тверді біопалива.

Відомо, що горіння частини палива відбувається в кілька етапів: підсушування, виділення летких речовин та утворення коксозольного залишку, горіння летких речовин, вигорання вуглецю з частини коксозольного залишку.

4.2.3.1. Умови горіння летких речовин твердого біопалива

Спостереження за горінням летких речовин над шаром біомаси показали, що леткі речовини в певних умовах не займаються взагалі або займаються зі значним запізненням – інколи на виході з димової труби. Порушення горіння летких речовин спричиняє відкладення смол на поверхнях нагріву, значні викиди забруднювальних речовин в атмосферне повітря, зниження енергетичної ефективності котельної установки.

Поведінку твердих біопалив під час виділення летких речовин прийнято досліджувати термогравіметричним методом, при цьому наважку до 100 мг біопалива, подрібненого на дрібні частинки, нагрівають в інертній атмосфері зі швидкістю 20 °C за хвилину й вимірюють зміну маси [38]. На основі отриманих даних розраховують кінетичні характеристики палива, а отримані дані з успіхом застосовують при розрахунках факельного спалювання тонко розмеленого біопалива [39].

При шаровому спалюванні частинок біомаси або гранул відбувається їх швидкий нагрів – набагато швидший, ніж під час термогравіметричних досліджень: у термогравіметрі нагрів частинки від початкової температури до 1000 °C зі швидкістю 20 °C/хв триває до 50 хв, а в топці гранула повністю згоряє протягом максимум 5–10 хв. У роботах [40, 41] експериментальним та розрахунковим методами досліджено тривалість періоду виходу летких речовин під час горіння сухих і вологих частинок деревини й деревних гранул. Встановлено, що розрахунки за відомими залежностями кінетики виходу летких речовин, виведеними на основі дослідів відносно повільного термолізу палив в інертній атмосфері, стосовно гранул та крупних часток біомаси, дають час виходу летких речовин на порядок більший, ніж спостерігається при їх спалюванні.

В роботі [42] експериментально досліджено швидкість термолізу сухих та вологих деревних та солом'яних гранул діаметром 6 та 8 мм при їх подаванні в попередньо нагріту до 700 °C муфельну піч при вільному доступі повітря. Експериментально встановлено, що при швидкому нагріванні вологих

частинок процесу випаровування вологи палива та термолізу біомаси відбуваються одночасно.

З наведеного вище слідус, що при термолізі з палива виходить суміш горючих газів летких речовин, розведена водяною парою випаруваної вологи палива та водяної пари, утвореної при термолізі біомаси. Під час змішування з повітрям утворюється газова суміш, яка може горіти при відповідному вмісті горючих газів та кисню. В роботі [43] аналітично дослідили концентраційні умови вимушеного займання летких речовин над шаром палива. Виходячи з відомого складу біомаси, виходу та складу продуктів її термолізу, розраховували склад суміші летких речовин з повітрям залежно від коефіцієнта його надлишку в зоні їх горіння. У складі летких речовин, що можуть вимушено займатися від іскри або відкритого полум'я та ініціювати вигорання суміші усіх летких речовин з повітрям, є водень, оксид вуглецю, метан та вищі газоподібні вуглеводні. Для спрощення аналізу умовно приймали, що всі вищі вуглеводні представлені пропаном. Для кожного горючого газу визначали його нижню відносну вибухову концентрацію як відношення його об'ємної концентрації до концентрації, що відповідає нижній межі вибуху цього газу в суміші з повітрям $r_i^{r,lel} = r_{m,i} / r_i^{lel}$. Для всієї суміші знаходили відносну вибухову концентрацію як суму відносних вибухових концентрацій горючих

$$r_n^{r,lel} = \sum_{i=1}^n r_i^{r,lel}$$

газів

Приймали, що суміш n горючих газів з повітрям може примусово запалюватися, якщо сумарна відносна нижня концентрація запалювання $r_n^{r,lel}$ дорівнює або більше одиниці.

Здатність до вибуху суміші горючих газів з повітрям може обмежуватися нестачею кисню. Проаналізувавши дані про запалювання багатих сумішей горючих газів з повітрям, визначили мінімальні концентрації кисню в сумішах горючих газів з повітрям, при яких вони здатні до вибуху, і з їх застосуванням визначили, що мінімальна концентрація кисню при якій можливе вимушене запалювання суміші горючих газів летких речовин біомаси з повітрям становить $r_{O_2}^{min,m} = 12 \text{ \% об.}$

У роботі [44], спираючись на викладені вище результати визначення концентраційних умов горіння сумішей летких з повітрям, виконано детальний аналіз можливого характеру процесів реагування сумішей летких речовин з повітрям при практично можливих значеннях вологості біопалива та надлишку повітря.

На рис. 4.22 графічно наведено залежність відносної нижньої концентрації запалювання горючих газів у суміші летких з повітрям $r_n^{r,lel}$ від

вологості деревного палива W_r при зміні коефіцієнта надлишку повітря в зоні горіння летких речовин α_L в широкому діапазоні. Поле графіка ділиться лінією $\square_L = 1$ на дві області: сумішей, збагачених горючими компонентами $\square_L < 1$ (справа вгору), та сумішей, збіднених горючими компонентами $\square_L > 1$ (зліва вниз).

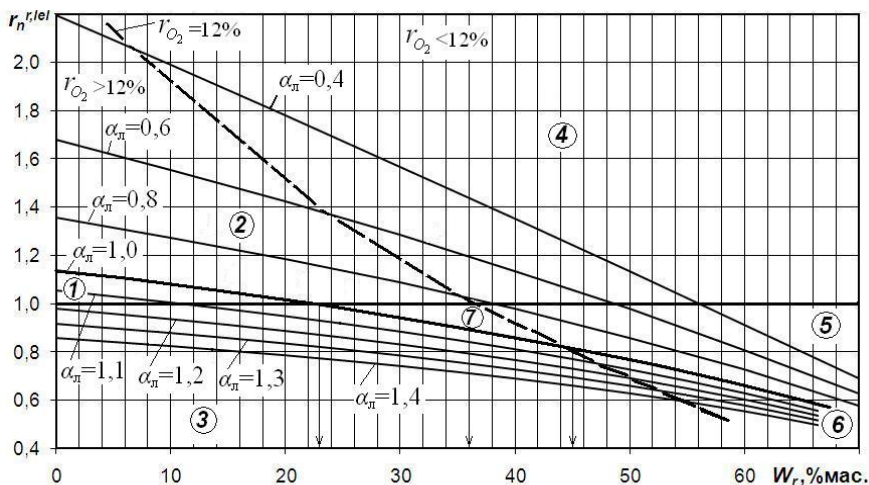


Рис. 4.22. Відносна нижня вибухова концентрація горючих газів у суміші летких з повітрям $r_n^{r,lel}$ залежно від вологості палива W_r при коефіцієнтах надлишку повітря у суміші з леткими α_L .

Лінія, що відповідає концентрації кисню в суміші летких з повітрям $r_{O_2} = 12,0 \%$ об., ділить поле графіка на область з високими концентраціями кисню $r_{O_2} > 12,0 \%$ об. (зліва вниз) та область з низькими концентраціями кисню $r_{O_2} < 12,0 \%$ об. (справа вгору).

Горизонтальна лінія, що відповідає утворенню сумішей з відносною нижньою вибуховою концентрацією горючих компонентів $r_n^{r,lel} = 1$, ділить поле графіка на область сумішей летких з повітрям з високим значенням відносної нижньої вибухової концентрації горючих компонентів $r_n^{r,lel} > 1$ (зверху) та область сумішей з низьким значенням відносної нижньої вибухової

концентрації горючих компонентів $r_n^{r,lel} < 1$ (знизу). Взаємне перекриття утворених областей дозволяє виділити на графіку сім зон, у межах яких вказані величини мають однорідний характер. На рис. 4.19 у кружках цифрами від 1 до 7 позначені зони з однорідними властивостями сумішей.

Зона 1 – Суміші летких речовин та повітря зі стехіометричним співвідношенням або з незначним надлишком повітря $1 < \langle_{\text{л}} < 1,2$ характеризуються високою концентрацією кисню $r_{O_2} > 12,0$ % об. та високим значенням відносної нижньої вибухової концентрації горючих компонентів $r_n^{r,lel} > 1$, що здатні до вимушеного запалювання.

Зона 2. Суміші летких речовин з повітрям багаті горючими компонентами $\langle_{\text{л}} \leq 1$, характеризуються високою концентрацією кисню $r_{O_2} > 12,0$ % об., високим значенням відносної нижньої вибухової концентрації горючих компонентів $r_n^{r,lel} > 1$. Суміші зони 2 здатні до вимушеного запалювання.

Зона 3. Суміші летких речовин з повітрям збіднені горючими компонентами $\langle_{\text{л}} > 1 \dots 1,2$; характеризуються високою концентрацією кисню $r_{O_2} > 12,0$ % об., але низьким значенням відносної нижньої вибухової концентрації горючих компонентів $r_n^{r,lel} < 1$. З огляду на останню обставину можна вважати, що суміші зони 3 не здатні до вимушеного запалювання через надмірне розведення повітрям, а при високому вмісті вологи в паливі додається розведення водяною парою, утвореною при випаровуванні вологи палива.

Зона 4. Суміші летких речовин з повітрям багаті горючими компонентами $\langle_{\text{л}} \leq 1$, характеризуються високим значенням відносної нижньої вибухової концентрації горючих компонентів $r_n^{r,lel} > 1$, але мають низький

вміст кисню $r_{O_2} < 12,0$ % об. і через це не здатні до вимушеного запалювання.

Зона 5. Суміші летких речовин з повітрям відносно багаті горючими компонентами $\langle_{\text{л}} \leq 1$, характеризуються низьким значенням відносної нижньої вибухової концентрації горючих компонентів $r_n^{r,lel} < 1$, та низьким вмістом

кисню $r_{O_2} < 12,0$ % об. Суміші зони 5 не здатні до вимушеного запалювання через недостатню концентрацію горючих компонентів та кисню, що спричинене розведенням газової суміші водяною парою, утвореною із вологи палива.

Зона 6. Суміші летких речовин з повітрям збіднені горючими компонентами $\langle_{\text{л}} > 1$, характеризуються низьким значенням відносної нижньої вибухової концентрації горючих компонентів $r_n^{r, \text{lel}} < 1$, недостатньою

концентрацією кисню $r_{\text{O}_2} < 12,0$ % об. і не здатні до вимушеного запалювання через розведення газової суміші водяною парою, утвореною з вологи палива.

Зона 7. Суміші компонентів летких речовин з повітрям відносно багаті горючими компонентами $\langle_{\text{л}} < 1$, характеризуються високим вмістом кисню $r_{\text{O}_2} > 12,0$ % об., але низьким значенням відносної нижньої вибухової концентрації горючих компонентів $r_n^{r, \text{lel}} < 1$, які не здатні до вимушеного запалювання через недостатню концентрацію горючих компонентів.

У роботі [44] на основі вище наведеного аналізу властивостей сумішей летких біомаси з повітрям сформульовані такі практичні рекомендації.

1. При вмісті вологи в біомасі до $W_r < 23$ % суміші летких речовин з повітрям здатні до вимушеного запалювання від іскри або джерела відкритого вогню при стехіометричних співвідношеннях або незначному надлишку повітря.

2. При вмісті вологи в біомасі до $W_r < 36$ % суміші летких речовин з повітрям здатні до вимушеного запалювання при подаванні первинного повітря в обсязі, що забезпечує $\alpha_{\text{л}} = 0,8$, а після запалювання можна подавати вторинне повітря до забезпечення експлуатаційного загального надлишку повітря.

3. При вмісті вологи в біомасі $W_r > 36$ % суміші летких речовин з повітрям не здатні до вимушеного запалювання, а їх реагування може відбуватися за механізмом об'ємного теплового самозапалювання.

4. При вмісті вологи в біомасі $36\% < W_r < 45\%$ для забезпечення реагування суміші летких речовин з повітрям за механізмом об'ємного теплового самозапалювання доцільно створення адіабатних умов за рахунок футерування топкової камери.

5. При вмісті вологи в біомасі $45\% < W_r < 55\%$ для забезпечення реагування суміші летких з повітрям за механізмом об'ємного теплового самозапалювання доцільним є створення адіабатних умов за рахунок футерування топкової камери та збільшення адіабатної температури за рахунок підігріву дуттьового повітря.

6. Біопалива з вмістом вологи $W_r > 55$ % перед використанням доцільно витримувати для природного сушіння. В разі потреби спалювання таких палив для забезпечення згоряння летких речовин доцільним може бути підігрів дуттьового повітря, обмеження його подачі до значень $1,1 < \alpha_{\text{л}} < 1,2$, а також забезпечення адіабатних умов реагування у футерованій топковій камері.

4.2.3.2. Особливості вигорання вуглецю з коксозольного залишку пелет

Як вказано вище, значну частину території України займає степова зона з інтенсивним виробництвом зернових, тому перспективним є енергетичне використання соломи злакових культур, річні ресурси якої становлять більше 10 млн т н.е. За нашими оцінками, в Україні котли з періодичним спалюванням цілих тюків споживають лише 20 тис. т соломи на рік, що становить 0,2 % доступних ресурсів. Обмежене використання соломи як палива зумовлене несприятливою її логістикою, значними капітальними вкладеннями в котельні зі спалюванням цілих тюків, проблемами будівництва котелень та складів соломи в межах поселень.

Альтернативним підходом може стати виробництво пелет з соломи та їх використання як палива. Пелети зручніші та безпечніші при перевезенні та складуванні, дозволяють досягнути повної механізації та автоматизації процесів.

Горіння деревних пелет у стаціонарному шарі детально досліджене, а технології їх спалювання в ретортних пальниках або на рухомих колосниках досягли технічної досконалості [45–47]. Спроби спалювання солом'яних пелет замість деревних у ретортних пальниках і пальниках з рухомими колосниками призводили до агломерації золи через низькі температурні характеристики її плавкості, до порушення роботи зі значним зменшенням теплопродуктивності та енергетичної ефективності котлів, підвищенням емісії CO [48, 49]. Ці перешкоди спонукали до дослідження властивостей деревини та соломи, відмінностей процесів їх спалювання, зокрема вигорання вуглецю з коксозольного залишку пелет після виходу летких речовин.

В експериментальних дослідженнях спалювання малих частинок деревини [50] та пелет [51] показано, що температура в поперечному перерізі частинок була майже рівномірною, близько 540–550 °C, при завершенні вивільнення летких речовин. На відміну від вологих частинок деревини, під час спалювання дрібних сухих частинок деревини й пелет вигорання вуглецю починалося тільки після виходу летких речовин, а при вигоранні вуглецю в палаючій частці було всього дві зони – зона коксу і зона золи. З цього випливає, що для уникнення плавлення золи при спалюванні солом'яних пелет необхідно обмежувати температуру в шарі при вигоранні коксозольного залишку.

Відомо, що розмір та форма частинок палива впливають на процес його спалювання [52]. У роботі [53] було виявлено, що довжина пелет має значний вплив на температуру, що досягається в топці при їх спалюванні. Спалювання деревних пелет досліджували у стандартній повітряній опалювальній печі, оснащень пальником з верхнім завантаженням. На основі отриманих експериментальних даних встановлено, що збільшення середньої довжини пелет від 5,8 до 13,1 мм призводило до зниження температури в пальнику від

800–880 до 700 °С, а при спалюванні пелет з середньою довжиною 19, 25 та 29 мм температура пальника зменшувалася до 600 °С. Пряме перенесення цих результатів на спалювання солом'яних пелет у топці опалювального котла неможливе, але виявлена тенденція вказує на один з можливих заходів для зменшення температури при спалюванні солом'яних пелет за рахунок обґрунтованого вибору їх гранулометричного складу.

Під час розгляду горіння одиночних частинок біомаси зазвичай приймали їх форму сферичною, що дозволяло спростити математичну модель до одновимірної. В роботі [54] показано, що коли розмір частинок більше декількох десятків міліметра, то сферична апроксимація незадовільно відображає особливості горіння.

У роботі [55] експериментально встановлено, що при однаковій масі циліндричні частки втрачають масу швидше, ніж сферичні, і вважають, що тривалість їх повного вигорання скорочується зі збільшенням площі поверхні.

У відомих роботах частинки палива за замовчуванням вважалися ізотропними, а швидкість вигорання вуглецю вважалася однаковою для всієї поверхні частинок. Такий підхід очевидний з робіт [54, 55], де різниця в часі вигорання сферичних і циліндричних частинок пояснюється тільки співвідношенням маси й площі поверхні.

У роботі [56] були описані прямі вимірювання швидкості вигорання вуглецю з коксозольного залишку пелет у радіальному напрямку при спалюванні довгих бездефектних гранул з деревини й соломи, що мають правильну циліндричну форму з ізольованими кінцями. У роботі [57] на основі аналізу формування пелет в пресі з циліндричною матрицею й притискними роликами, зроблено висновок, що в осьовому (поздовжньому) напрямку ущільнення матеріалу більш значне, ніж в радіальному, а тому пелетам можуть бути властиві анізотропні властивості. Показано, що вигорання вуглецю з коксозольного залишку пелет відбувається як на циліндричній бічній поверхні, так і на плоских торцях частинки. При цьому майже плоскі фронти горіння вуглецю з торців зміщуються від кінців до середини частинок швидше, ніж циліндричний фронт вигорання вуглецю зміщується в радіальному напрямку до осі частинок. Виходячи з вищесказаного, було висловлено припущення, що швидкість вигорання вуглецю з коксового залишку пелети залежить від напрямку: є більш значною в осьовому напрямку, ніж в радіальному. Згідно з результатами прямих вимірювань з використанням тонких круглих пластин, вирізаних з пелет перпендикулярно поздовжній осі, швидкість вигорання вуглецю з коксового залишку була в 1,7–2 рази вищою, ніж у радіальному напрямку для коксового залишку деревних гранул, і в 1,4–1,5 рази вищою для коксового залишку солом'яних пелет.

У роботах [56–58] запропонована математична модель вигорання вуглецю з циліндричної частинки коксозольного залишку пелети (рис. 4.23).

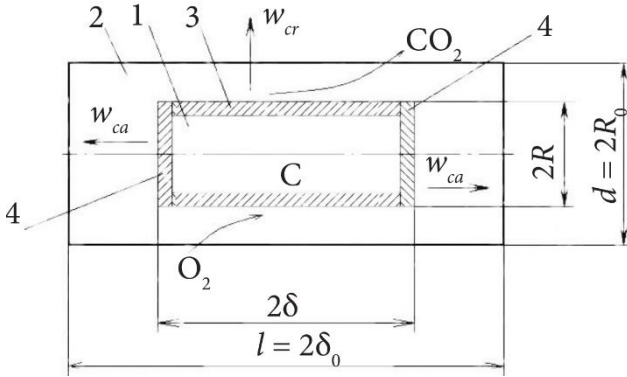


Рис. 4.23. Схема до математичного опису вигорання вуглецю з циліндричної частки коксозольного залишку пелети [14]: 1 – коксозольний залишок; 2 – зола; 3 – фронт вигорання вуглецю в радіальному напрямку; 4 – фронт вигорання вуглецю в осьовому напрямку

У математичному описі вигорання вуглецю з циліндричної частинки коксозольного залишку циліндрична частинка розглядалася як нескінченний циліндр, що перетинається з нескінченною пластиною. Вигорання фіксованого вуглецю розглядалося як пошарове, а циліндричний та два плоскі фронти вигорання вуглецю приймали нескінченно тонкими. Також були прийняті різні швидкості вигорання вуглецю в радіальному w_{cr} та осьовому w_{ca} напрямках.

Склавши диференціальні рівняння вигорання вуглецю в радіальному напрямку, отримали вираз для визначення безрозмірної координати фронту горіння вуглецю в радіальному напрямку r залежно від часу вигорання τ , відрхованого від завершення виходу летких речовин з пелети [58]:

$$r = 1 - \frac{\tau w_{cr}}{R_0 \rho_c}, \quad (4.1)$$

де: $r = \frac{R}{R_0}$ – поточний безрозмірний радіус положення циліндричного фронту вигорання вуглецю в радіальному напрямку;

R – поточний радіус положення циліндричного фронту горіння вуглецю в радіальному напрямку;

R_0 – початковий радіус частки коксозольного залишку;

ρ_c – умовна густина вуглецю в частинці коксозольного залишку, визначена як відношення маси фіксованого вуглецю до початкового об'єму пелети [56, 58].

З диференційного рівняння вигорання вуглецю в осьовому напрямку отримали вираз для визначення безрозмірних координат плоских фронтів вигорання вуглецю в осьовому напрямку, що перебувають на відстані X від середини пелети, залежно від часу вигорання τ , відрахованого від завершення виходу летких речовин з пелети [58]:

$$X = 1 \frac{\tau w_{ca}}{\delta_0 \rho_c}, \quad (4.2)$$

де: $X = \pm \frac{\delta}{\delta_0}$ – поточні безрозмірні координати плоских фронтів вигорання вуглецю в осьовому напрямку, відраховані від середини циліндричної частинки;

δ – поточна розмірна координата плоского фронту горіння вуглецю в осьовому напрямку, відрахована від середини циліндричної частинки;

δ_0 – початкова півдовжина циліндричної частинки коксозольного залишку [57, 58].

На основі рівнянь балансу вуглецю запропоновано частку неспаленого вуглецю M , що залишається в коксозольному залишку циліндричної пелети до моменту часу τ , визначити як добуток часток незгорілого вуглецю у нескінченному циліндрі M_r та у нескінченній пластині M_x у момент часу τ [58]:

$$M = M_r \cdot M_x = r^2 x. \quad (4.3)$$

Експериментальну перевірку запропонованого підходу до розрахунку вигорання вуглецю з коксового залишку виконували, спалюючи бездефектні пелети (правильної циліндричної форми, без тріщин). Краї пелет обрізали та шліфували, надаючи їм форму прямокутних циліндрів довжиною від 3 до 40 мм. Для заготовлених пелет визначили швидкість вигорання вуглецю з коксового залишку в радіальному напрямку w_{cr} за методикою, описаною в

роботі [56], а в осьовому напрямку – W_{ca} оцінювали розрахунково за залежністю, наведеною в роботі [57].

Пелети спалювали в муфельній печі, розігрітій до 700 °С при вільному доступі повітря. Тривалість вигорання вуглецю з коксового залишку визначали як період часу від завершення виходу летких до завершення світіння вуглецю всередині утвореного зольного залишку. Після дослідів зола деревних пелет була світлою, що свідчило про їх повне вигорання, а зола солом'яних пелет мала сірий колір, що свідчило про наявність залишкового вуглецю. Зібравши золу солом'яних пелет, визначали вміст у ній незгорілого вуглецю та розраховували відповідну йому частку незгорілого фіксованого вуглецю яка становила $M = 0,02$ [58].

Отримані експериментальні дані про тривалість вигорання вуглецю з солом'яних пелет номінальним діаметром 8 мм довжиною від 3 до 40 мм наведені на рис. 4.24.

Для порівняння на рисунку наведені розрахункові тривалості повного вигорання вуглецю з часток пелет у формі безконечної пластини з товщиною, рівною довжині пелет за рівнянням (4.2) до $X = 0$, та розрахункові тривалості повного вигорання вуглецю з частинок у формі безконечного циліндра діаметром, рівним діаметру спалюваних пелет за рівнянням (4.1) до $r = 0$. Також наведені дані про розрахункову тривалість вигорання вуглецю з циліндричних пелет кінцевих розмірів за рівнянням (4.3) до залишкового вмісту вуглецю $M = 0,02$.

З наведених даних видно, що розрахунок за рівнянням (4.2), в якому враховують вигорання за осьовим напрямком, дає задовільні результати лише для пелет довжиною до 10 мм. Застосування рівняння (4.1), в якому враховується лише вигорання в радіальному напрямку, дає результати на 25 % більші від експериментальних даних. Розрахунок за рівнянням (4.3) з коксового залишку пелет кінцевих розмірів з урахуванням різних швидкостей його вигорання в радіальному та осьовому напрямках дозволяє отримати результати, які задовільно збігаються з експериментальними даними. Коефіцієнт детермінації R^2 розрахованих та експериментально визначених значень тривалості неповного вигорання вуглецю з солом'яних пелет номінальним діаметром 8 мм у діапазоні довжин від 3 до 40 мм становив 0,91. Наведені дані дозволяють вважати адекватним запропонований математичний опис вигорання вуглецю з коксового залишку пелет [58].

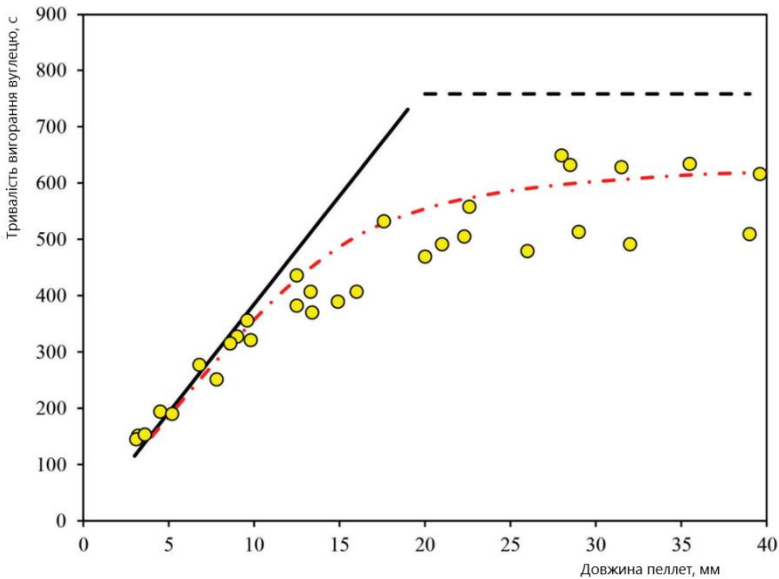


Рис. 4.24. Тривалість вигорання вуглецю з коксозольного залишку одиночних солом'яних пелет діаметром 8 мм за температури в муфельній печі 700 °С при вільному доступі повітря залежно від довжини пелет:
суцільна лінія – розрахунок за рівнянням (4.2) до $X = 0$; штрихова лінія – розрахунок за рівнянням (4.1) до $r = 0$; штрих-пунктирна лінія – розрахунок за рівнянням (4.3) до залишкового вмісту невипаленого вуглецю $M = 0,02$;
точки – експериментальні дані [58]

З порівняння залежностей (4.1) та (4.2) випливає, що розраховані тривалості вигорання вуглецю з косового залишку пелет за радіальним та осевим напрямками можуть бути однаковими при довжині пелети, яку можна назвати критичною l_{cr} [58]:

$$l_{cr} = d \frac{w_{ca}}{w_{cr}}. \quad (4.4)$$

Розраховані критичні довжини досліджених деревних та солом'яних пелет були в межах 18,4 ... 19,7 мм, тобто можна наближено прийняти $l_{cr} = 20$ мм. На рис. 4.25 показані розраховані безрозмірні координати радіального r та осевих X фронтів вигорання вуглецю залежно від часу вигорання τ , а також частка незгорілого вуглецю M для солом'яних пелет номінальним діаметром 8 мм – короткої пелети довжиною 10 мм та довгої пелети довжиною

30 мм. Отже, для коротких пелет $l < l_{cr}$: значення координати x наближається до 0 швидше, ніж значення r , тобто тривалість вигорання вуглецю з коротких пелет визначається його швидшим вигоранням за осьовим напрямком (рис. 4.25, а).

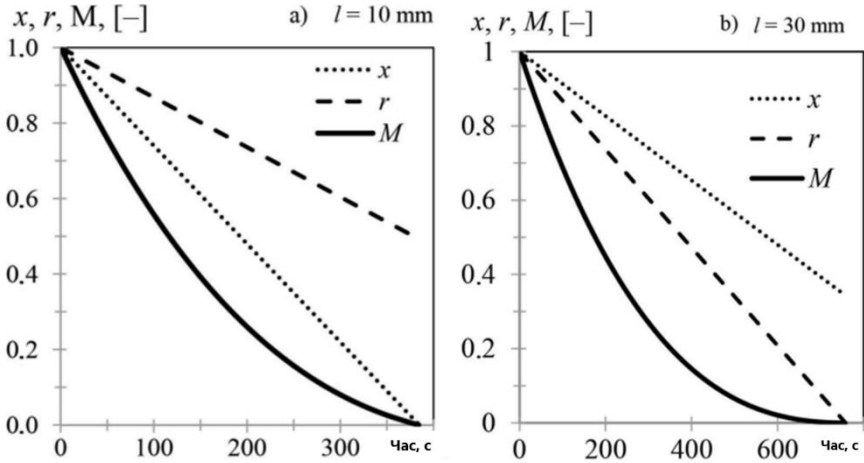


Рис. 4.25. Розраховані безрозмірні координати фронтів вигорання вуглецю за радіальним r та осьовим x напрямками, а також частка невиворілого вуглецю M при спалюванні солом'яних пелет діаметром 8 мм при (а) довжині пелети $l = 10$ мм, (б) довжині пелети $l = 30$ мм [58]

Для довгих пелет $l > l_{cr}$: $r \rightarrow 0$ швидше ніж x , тобто тривалість вигорання вуглецю з довгих пелет визначається його повільнішим вигоранням за радіальним напрямком (рис. 4.25, б) [58].

Експериментально підтверджено (див. рис. 4.24), що вигорання вуглецю з коксового залишку найдовших пелет (30–40 мм) тривало більш ніж у три рази довше у порівнянні з найкоротшими пелетами. Практичне значення цих результатів полягає в тому, що використання «коротких» пелет, що характеризуються швидшим вигоранням, може бути доцільним для організації швидкого спалювання. Натомість для сповільнення горіння, особливо для організації низькотемпературного спалювання солом'яних пелет, може бути доцільним використання «довгих» пелет, для яких тривалість вигорання визначається повільнішим вигоранням за радіальним напрямком [58].

Загальні вимоги до гранулометричного складу пелет встановлені стандартами [59–61]. Пелети можуть вироблятися номінальними діаметрами

6, 8, 10, 12 та 25 мм та довжиною частинок до (40 ... 45) мм. За вмістом дрібних частинок пелети ділять на 7 класів з умістом дріб'язку від 1 до 6 та більше 6 % за масою. Вміст дрібних частинок належить визначати просіюванням на ситі з отворами діаметром 3,15 мм [62]. Для деревних пелет непромислового (побутового і прирівняного до нього) призначення вміст дрібних частинок обмежений до 1 % [60]. Для недеревних пелет (включно з солом'яними) допустимий вміст дрібних частинок обмежений до (2 ... 3) % за масою [61].

Довжину та діаметр пелет вимірюють штангенциркулем, крім того, необхідно визначати стандартне відхилення довжини, масову частку пелет довжиною менше 10 мм у досліджуваній порції [63]. У стандарті [63] за замовчуванням прийнято, що пелети мають форму циліндричного тіла з опуклим виступом на одному кінці та западиною на другому, при цьому довжину пелети прийнято вимірювати як відстань по її осі від вершини виступу до кінця із западиною (рис. 4.26). Таку форму пелет прийнято називати правильною.

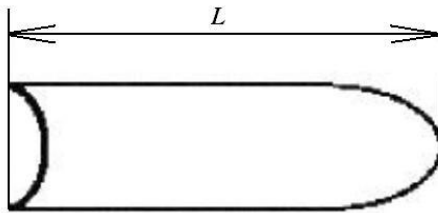


Рис. 4.26. Пелета правильної форми та вимірювання її довжини від виступу до кінця із западиною стандартним методом [63]

Довжина пелети, виміряна стандартним методом, – це довжина тіла пелети й просторів у западині та довкола виступу, які не заповнені паливним матеріалом. З огляду на це за довжиною пелети, що виміряна стандартним методом, неможливо коректно визначити масу палива в ній.

У стандартах [60, 61] прийнято вважати, що пелети, які залишаються на ситі з круглими отворами діаметром 3,15 мм, мають довжину більше 3,15 мм. Це значить, що для уламків пелет і дуже коротких пелет, що залишились на ситі та мають форму, наближену до тонкого диску, слід приймати довжину 3,15 мм. При значному вмісті коротких пелет та уламків це може істотно впливати на визначення середньої довжини.

Альтернативним підходом може бути вимірювання довжини пелети як відстані по осі пелети від вершинки виступу до дна западини L_1 (рис. 4.27), тобто вимірювання довжини пелети, на якій вона заповнена паливним матеріалом.

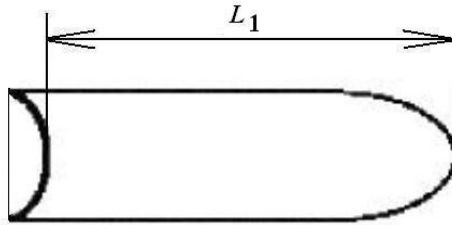


Рис. 4.27. Вимірювання довжини пелети від виступу до дна западини [64]

Через те, що краї пелети на кінці з западиною тонкі та нерівні, вони легко руйнуються при дотику або натиску. Тому результат вимірювання довжини за стандартним та альтернативним методами залежить від суб'єктивних факторів: положення пелети під час вимірювання та сили притискання ніжок штангенциркуля [64].

В [63] немає вказівок щодо вимірювання довжини уламків та пелет неправильної форми, а тому є потреба в об'єктивнішому, але простому методі визначення довжини, який би був придатний для всіх пелет та їх уламків. У роботі [64] запропоновано визначати довжину пелет непрямым методом.

Кожну пелету зважували та розраховували її еквівалентну довжину Le , тобто довжину пелети у формі циліндра, що має масу, рівну масі реальної пелети:

$$Le = \frac{4m}{\rho\pi d^2}, \quad (4.5)$$

де: m – маса пелети, кг;

d – середній діаметр пелет, визначений за методикою [63], м;

ρ – середня густина пелет, визначена стереометричним методом [65], кг/м³.

Для пелет неправильної форми та уламків можна визначити лише еквівалентну довжину Le . Тож розрахунок еквівалентної довжини через зважування запропоновано застосовувати до всіх пелет та наявних їх уламків у досліджуваних порціях.

Для аналізу розподілу пелет за довжинами відбирали пробу масою близько 1 кг, а потім від неї відділяли скорочену досліджувану порцію масою не менше 0,1 кг, орієнтуючись на те, щоб у ній було не менше 200 пелет. Вміст дрібної фракції визначали просіюванням на ситі з круглими отворами діаметром 3,15 мм відповідно до стандартної методики [62]. Всі пелети та їх уламки, що залишилась на ситі, зважували штучками, а їх еквівалентні довжини

розраховували за рівнянням (4.5). Внаслідок експериментів отримали числові ряди визначення маси кожної пелети m_i та відповідних їм розрахованих еквівалентних довжин Le_i для всіх n пелет та уламків у досліджуваних порціях. Дані окремих визначень еквівалентних довжин пелет кожної порції перетворювали на впорядковані ряди: $Le_1 \leq Le_2 \leq \dots \leq Le_{n-1} \leq Le_n$. Для опису розподілу пелет за довжинами можна застосувати методи кластерного аналізу [66], зокрема модальний метод [67].

Під час кластерного аналізу здійснювали розподіл n пелет за j рівних інтервалів еквівалентних довжин шириною Δ . Для кожного з j інтервалів визначали кількість пелет, що мають еквівалентну довжину в межах інтервалу n_j , середню арифметичну еквівалентну довжину пелет інтервалу $Le_{j,av}$ та частість як оцінку ймовірності P_j , густину ймовірності F_j попадання довжин пелет за j інтервалами. За отриманими даними будували графік $F_j = f(Le_{j,av})$ який зображає функцію розподілу густини ймовірності випадкової довжини пелет в дослідженій порції та у їх генеральній множині [64]. Розглядаючи побудовані графіки $F_j = f(Le_{j,av})$, відмічали локальні згущення ймовірності та ідентифікували максимуми густини ймовірності. Значення еквівалентної довжини пелет, що відповідають локальним максимумам густини ймовірності, приймали за центри тяжіння кластерів, а кожну з пелет відносили до кластера з найближчим центром тяжіння, визначали кількість пелет n_k в кожному з K виявлених кластерів. Для кожного з K кластерів визначали ймовірність (частість) попадання пелет в кластер P_k , середнє арифметичне значення довжини пелет цього кластера $Le_{k,av}$ та масову частку пелет в кластері M_k . За результатами кластерного аналізу будували кластерні гістограми – гістограми розподілу ймовірності P_k та масової частки пелет M_k за кластерами з визначеною середньою довжиною пелет $Le_{k,av}$ [64].

В табл. 4.9 наведені загальні характеристики гранулометричного складу промислово вироблених деревних пелет WP6, WP8 та солом'яних пелет SP6, SP8 номінальними діаметрами 6 та 8 мм.

Таблиця 4.9. Загальні характеристики гранулометричного складу пелет [64]

Пелети	$Le_{\min}$	$Le_{\max}$	Le_{av}	$STDLe$	M_n
WP6	0,9	30,7	10,1	6,2	8,4
WP8	0,8	24,0	6,6	4,8	5,6
SP6	0,3	24,2	6,4	3,9	4,5
SP8	0,3	24,1	4,2	4,0	3,1

Пелети	M_d	$PNL3$	$PWL3$	$PNL10$	$PWL10$
WP6	5,4	9	2	56	31
WP8	0,8	28	7	80	56
SP6	4,4	15	4	83	65
SP8	0,3	49	14	91	70

У табл. 4.9 прийняті такі позначення:

$Le_{\min}$ – довжина найкоротшої пелети, мм;

$Le_{\max}$ – довжина найдовшої пелети, мм;

Le_{av} – середня арифметична довжина пелет, мм;

STD – стандартне відхилення, мм;

M_n – медіана довжини пелет, мм;

M_d – мода довжини пелет, мм;

$PNL3$ – частинка пелети $Le < 3$ мм, %;

$PNL10$ – частинка пелети $Le < 10$ мм, w-%;

$PWL3$ – масова частка пелет $Le < 3$ мм, %;

$PWL10$ – масова частка пелет $Le < 10$ мм, w-%.

Як рекомендовано стандартом [63], перед визначенням довжин досліджувані порції пелет просіювали на ситі з отворами діаметром 3,15 мм

для видалення дріб'язку. З наведених даних видно, що навіть після просіювання на ситі з отворами 3,15 мм, у надрешткової частині пелет були короткі частинки еквівалентною довжиною менше 1 мм. Відповідно до вказівок чинних стандартів їх довжину необхідно було б приймати 3,15 мм, але це призводило б до значного завищення довжин пелет. Для всіх досліджених пелет середнє значення, медіана та мода еквівалентної довжини відрізнялися за значенням, що вказує на відхилення розподілу їх довжин від нормального. При однаковому номінальному діаметрі середня еквівалентна довжина Le_{av} деревних пелет була більшою, ніж солом'яних. Побудовані кластерні гістограми, що характеризують гранулометричний склад деревних та солом'яних пелет, наведено на рис. 4.28 та рис. 4.29 відповідно [64].

Загальною рисою деревних та солом'яних пелет діаметром 6 мм була наявність кластерів коротких пелет з середньою довжиною 2,8 та 1,4 мм з імовірністю (0,10...0,15), а для пелет діаметром 8 мм – наявність кластерів з іще меншою середньою довжиною, 1,8 і 0,9 мм, при більш значній ймовірності (0,28 ... 0,40). Порівняно з деревними пелетами, у солом'яних пелетах присутні кластери коротших пелет з більшим вмістом часток як за кількістю так і за масою, що може мати негативний вплив на організацію їх спалювання.

Виявлення кластерів з пелетами, коротшими за 3,15 мм, стало можливим завдяки експериментально-розрахунковому визначенню еквівалентних довжин, що було неможливо при визначенні довжин пелет за стандартним методом. Метод непрямого визначення еквівалентної довжини пелет придатний для визначення довжин всіх пелет, включно з пелетами неправильної форми та уламками, що дає змогу знизити вплив суб'єктивних факторів при визначенні довжини.

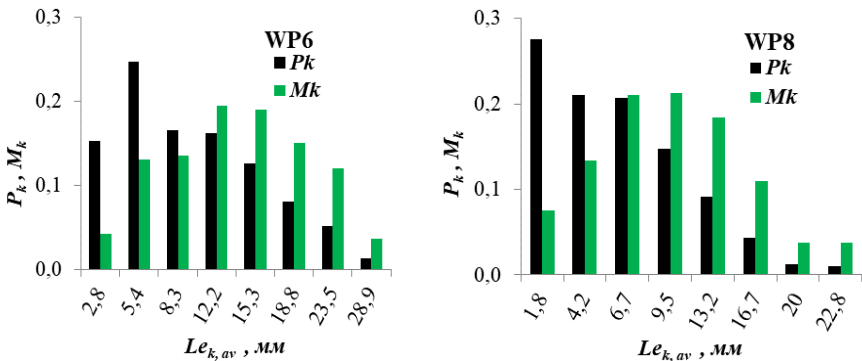


Рис. 4.28. Розподіл імовірності P_k , частки за масою M_k , середньої довжини

$Le_{k,av}$ деревних WP6, WP8 пелет за кластерами довжин [64]

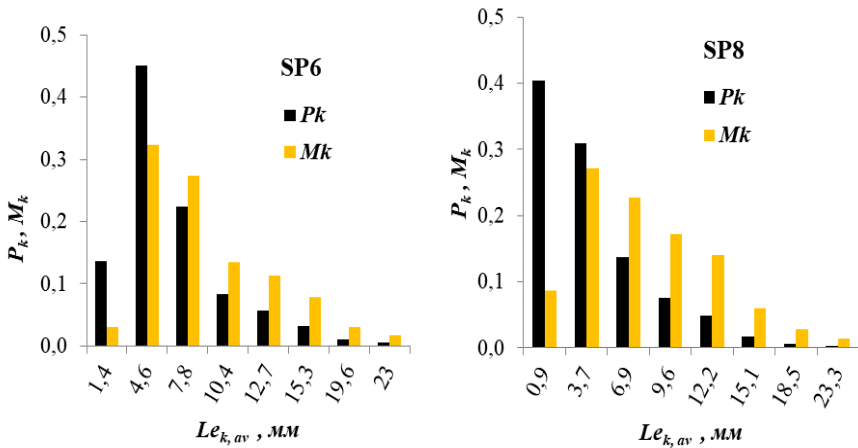


Рис. 4.29. Розподіл імовірності P_k , частки за масою M_k , середньої довжини $Le_{k,av}$ солом'яних SP6, SP8 пелет за кластерами довжин [64]

Може бути доцільним застосування запропонованих підходів до визначення довжини пелет для удосконалення стандарту ISO 17829 [63], а тому отримані результати направлені на розгляд Технічному комітету ISO/TC 238 «Solid biofuels» Міжнародної організації зі стандартизації ISO.

Зважаючи на швидше вигорання вуглецю з коксозольного залишку коротких пелет, з метою зменшення гостроти проблеми плавлення золи можна вважати недоцільним підвищений допустимий вміст дріб'язку в солом'яних пелетах [61] у порівнянні з відповідним показником для деревних пелет [60]. Крім того, для солом'яних пелет можна вважати доцільним запровадження жорсткішого обмеження щодо вмісту дріб'язку та замість визначення інформативного вмісту частинок довжиною менше 10 мм [63] встановити обмеження щодо допустимого вмісту таких частинок.

4.3. Термохімічна конверсія біомаси

Існують два види термохімічної конверсії твердої біомаси: піроліз та газифікація. Рідкі біоорганічні відходи переробляють за технологією гідротермальної карбонізації.

Піроліз деревини є найвідомішим видом конверсії для виробництва деревного вугілля. Наші предки понад 1000 років тому навчилися випалювати деревне вугілля в ямах та купах при обмеженому доступі повітря. Сьогодні цей екологічно шкідливий спосіб у цивілізованих країнах не застосовується. На

зміну йому прийшли інші, досконаліші способи піролізу, як-от: сухий піроліз, окиснювальний піроліз, комбінований піроліз, швидкий піроліз.

4.3.1. Сухий піроліз

Сухий піроліз відбувається в герметично закритих реакторах без доступу повітря при зовнішньому нагріванні. Залежно від виду біомаси продуктами піролізу є деревне або рослинне вугілля, піролізний газ. При температурі піролізу понад 400 °С піролізний газ горючий і більша його частина використовується для нагрівання реторти, а решта спалюється на факелі. Як відомо, в абсолютно сухій твердій біомасі вміст вуглецю становить близько 50 %. Залежно від температури піролізу вміст вуглецю в деревному вугіллі підвищується до 90 % [68].

Найчастіше сухий піроліз проводять за температури 450–600 °С. При цьому вихід деревного вугілля становить близько 30 % на суху масу деревини.

Відомо багато різноманітних конструкцій піролізних установок – від побутових з об'ємом реторти до 1 м³ до промислових з об'ємом реторти 1...20 м³. Найпоширенішими є піролізні установки періодичної дії, й лише великі промислові установки працюють у безперервному режимі. В Україні установка безперервної дії працює на Перечинському лісохімічному комбінаті (Закарпатська обл.), решта установок – періодичної дії.

Основним недоліком установок періодичної дії є забруднення атмосфери піролізним газом в період від пуску установки до виходу на режим понад 350 °С. При температурі нагрівання до 350 °С піролізний газ складається в основному з негорючих компонентів (водяна пара, вуглекислий газ, азот), а також невеликої кількості оксиду вуглецю, водню, пароподібної смоли. Самостійно цей газ не горить, а для його спалювання необхідна «підсвітка», тобто сумісне спалювання з висококалорійним газом. Виробники деревного вугілля цю вимогу часто ігнорують, тому відбувається забруднення довкілля, навколишні ліси засихають, а населення хворіє.

Деревне вугілля часто використовують як енергетичний продукт у промисловості, побуті, як наповнювач для виробництва різноманітної продукції. Значна частина деревного вугілля слугує сировиною для виробництва активованого (пористого) вугілля. Сорбційні (поглинальні) властивості деревного вугілля порівняно невисокі, площа питомої поверхні до 100 м²/г, тоді як у промисловості, сільському господарстві, медицині використовується активоване вугілля з площею питомої поверхні 300–800 м²/г і навіть більше.

Активация деревного вугілля відбувається у спеціальних оберткових печах з електронагрівом водяною парою за температури 800–1000 °С. Процес енерговитратний, оскільки на виробництво 1 т активованого вугілля витрачається 1,4 т н.е. палива і 3 т деревного вугілля.

4.3.2. Торефікація

Торефікація біомаси – це сухий піроліз, який відбувається за температури 300 ± 20 °C. У процесі торефікації з біомаси випаровується волога та леткі речовини. Торефікація розглядається як спосіб покращення споживчих характеристик палива з біомаси [69]. Так, якщо енергетична цінність деревних гранул становить в середньому 18 МДж/кг, то в торефікованих гранул – 20...22 МДж/кг. Торефіковані гранули набувають властивості гідрофобності, тобто не поглинають вологу. Маса сировини під час торефікації зменшується на 20–30 %. У процесі торефікації відбувається не тільки випаровування вологи, але й часткова термічна деструкція біомаси. Так, за температури 160–350 °C виділяється CO₂, а за температури понад 300 °C утворюється CO.

Торефікація може легко перейти в стадію утворення деревного вугілля, якщо буде перевищений час перебування сировини в гарячій зоні. За температури понад 320–340 °C починаються процеси екзотермічного розпаду деревини. Теплоту виділяє сама деревина, її температура продовжує зростати незалежно від регулювання зовні. Тому управління торефікацією вимагає тонкого регулювання температури й своєчасного видалення біомаси з гарячої зони.

Для проведення торефікації розроблені експериментальні установки різної конструкції. Відомі лише поодинокі приклади промислових установок в Європі, США, Канаді. Тому сьогодні торефікація перебуває на стадії дослідно-промислових випробувань для вибору оптимальних конструкцій промислових ліній.

4.3.3. Окиснювальний піроліз

Окиснювальний піроліз, або часткова газифікація твердого палива, – це нова технологія термічної переробки біомаси з обмеженим доступом повітря. На рис. 4.30 наведена схема окиснювального піролізу.

На відміну від сухого піролізу, для якого немає обмежень щодо розміру деревини, для окиснювального піролізу оптимальний розмір фракції біопалива становить 5–40 мм. Подрібнене біопаливо завантажується у вертикальний реактор шахтного типу й розпалюється в той чи інший спосіб, наприклад, розпеченим біовугіллям [70].

Під колосникову решітку подається обмежена кількість повітря. Утворюється рухома зона горіння летких речовин, що рухається назустріч повітрю. Кисень повітря в цій зоні повністю витрачається на окиснення летких речовин. За зоною горіння залишається шар розпеченого біовугілля. Коли зона горіння досягає колосникової решітки, процес перетворення біопалива на біовугілля завершується й подавання повітря зупиняється. Реактор

оохолоджується, біовугілля вивантажується, і процес періодично повторюється.

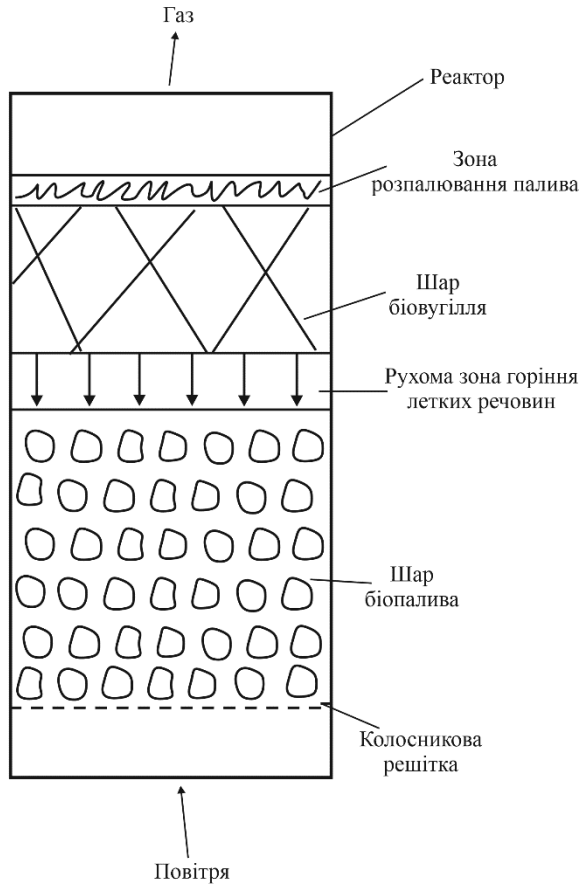


Рис. 4.30. Принципова схема окиснювального піролізу

У зоні горіння окиснюється лише частина легких речовин біопалива, а інша частина виходить з реактора у вигляді горючого газу й оохолоджується. Горючий газ окиснювального піролізу в 2 рази менш калорійний, ніж газ сухого піролізу, тому що він приблизно на 50 % складається із азоту повітря. Цей низькокалорійний газ можна спалювати лише в спеціальних пальниках, або змішувати з природним газом. Після додаткового очищення від смоли газ можна використовувати у двигунах внутрішнього згоряння когенераційних установок.

Залежно від кількості повітря, яке подається в реактор, і вмісту в ньому кисню температура окиснювального піролізу може підтримуватися в межах 400–1000 °С, вихід біовугілля практично такий самий, як і при сухому піролізі.

Переваги окиснювального піролізу: швидкий вихід реактора на режим (до 30 хв); внутрішнє рівномірне нагрівання біопалива; можливість використання вологого біопалива; відсутність викидів шкідливих речовин в атмосферу.

До недоліків окиснювального піролізу слід віднести утворення великої кількості конденсату при охолодженні газу.

Вперше технологія окиснювального піролізу в промисловому масштабі була реалізована для виробництва буровугільного коксу в кінці 2000-х років [71]. В Україні наукові розробки за технологією окиснювального піролізу виконуються в Інституті газу НАНУ, Інституті відновлюваної енергетики НАНУ, Національній металургійній академії. Побудовано низку дослідно-експериментальних установок. З метою підвищення продуктивності процесу в Інституті відновлюваної енергетики НАНУ розроблена й запатентована технологія безперервного окиснювального піролізу [72].

З використанням технології окиснювального піролізу можна виробляти активоване вугілля з вологої біомаси в одну стадію [73]. Активація утвореного біовугілля з вологого біопалива відбувається парогазовою сумішшю, що складається з водяної пари, вуглекислого газу та інших компонентів, при проходженні її крізь шар розпеченого до температури 800–1000 °С біовугілля. Активоване вугілля за своїми сорбційними характеристиками відповідає промислому активованому вугіллю марки ДАК за ГОСТ 6217. Доступною сировиною для виробництва активованого вугілля може бути подрібнена верба з енергетичною вологістю до 45 %.

За рекомендаціями організації «Міжнародна ініціатива біовугілля» активоване вугілля з питомою площею поверхні понад 150 м²/г доцільно вносити в ґрунт з метою покращення його структури та підвищення врожайності сільськогосподарських культур. Таке вугілля отримало назву biochar.

Історично відомо, що понад 1000 років тому древні племена, що поселялися в басейні р. Амазонки, випалювали деревне вугілля і вносили його в ґрунт. Ці землі, які отримали назву Terra Preta (чорна земля), зберігають свою родючість і в цей час, адже активоване вугілля зберігається в ґрунті й не розкладається. Сьогодні усьому світі поширюються аграрні технології внесення в ґрунт активованого вугілля, просоченого різними добривами та мікроелементами.

Не менш важливе значення має внесення біовугілля в ґрунт з метою декарбонізації довкілля. Оскільки біомаса є СО₂-нейтральною сировиною і в процесі свого росту поглинає з атмосфери вуглекислий газ, то при внесенні у ґрунт біовугілля цей газ уже не повертається в атмосферу. Тобто захороненням 1 кг біовугілля з атмосфери вилучається й депонується в ґрунті 3,0–3,2 кг СО₂. Це найбільш простий, ефективний і контрольований захід декарбонізації довкілля.

4.3.4. Комбінований піроліз

Комбінований піроліз складається із сухого піролізу палива без доступу повітря в окремій вертикальній реторті з зовнішнім нагріванням та окиснювального піролізу з обмеженим доступом повітря з внутрішнім нагріванням [74]. Цей спосіб реалізується в одному апараті, що містить у собі зреактор та реторту, причому реторта розміщена коаксіально в реакторі й утворює з ним щілинний канал (рис. 4.31).

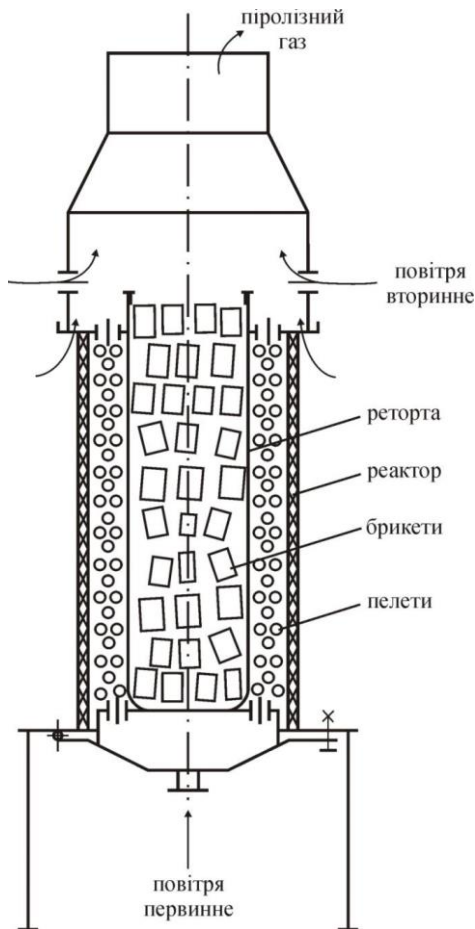


Рис. 4.31. Установка комбінованого піролізу

Нагрівання реторти відбувається за рахунок теплоти, що виділяється при окиснювальному піролізі палива у щілинному каналі реактора. Піролізний газ з реторти та реактора змішується у верхній частині реактора.

У реторті установки комбінованого піролізу можна переробляти різні види біомаси: тверді побутові відходи, курячий послід та інші види твердого палива.

4.3.5. Швидкий піроліз

Метою швидкого піролізу є виробництво рідкого палива з біомаси (біонафта). Під час процесу швидкого піролізу відбувається сушіння сировини до вологості 10 %, подрібнення до фракції розміром приблизно 2 мм, швидке нагрівання (300–600 °C за хвилину) без доступу повітря, коротке перебування (близько 2 с) у цьому стані, швидке охолодження піролізного газу з отриманням біонафти. Температура процесу в середньому 500 °C, вихід біонафти становить до 80 %.

Біонафта складається з кисневмісних органічних сполук. Теплота згоряння біонафти становить 50–70 % теплоти згоряння природної нафти. У процесі піролізу утворюється невелика кількість вугілля й неконденсованих газів. Біонафта може бути використана як котельне паливо, її енергетична цінність значно більша, ніж вихідної біомаси, що робить біонафту економічно вигіднішою для транспортування [75].

На рис. 4.32 наведена технологічна схема установки швидкого піролізу в киплячому шарі.

Серед всіх видів піролізу технологія швидкого піролізу найскладніша й сьогодні перебуває на стадії промислового впровадження в Канаді, Фінляндії та інших країнах.

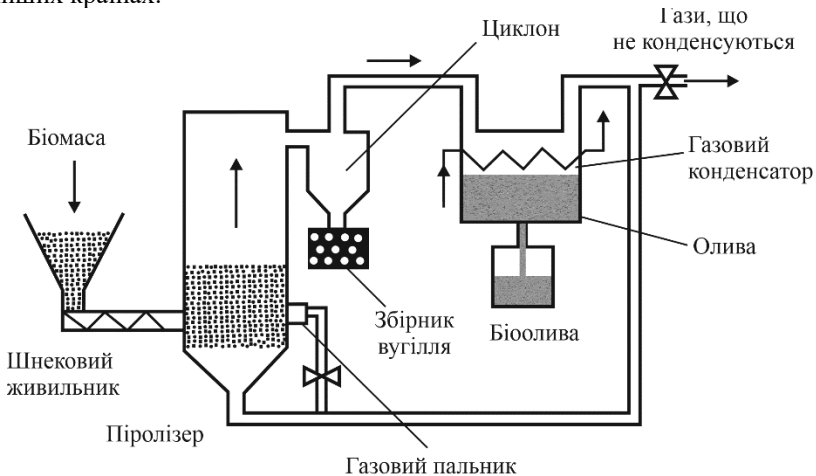


Рис. 4.32. Схема установки швидкого піролізу

4.3.6. Газифікація біомаси

Газифікацією називається процес перетворення органічного палива на горючі гази, який відбувається під дією вільного або зв'язаного у вигляді H_2O або CO_2 кисню за високих температур [76]. На сьогодні основні способи газифікації твердого палива і типи газогенераторів можна класифікувати за розміром, станом частинок палива та конструктивними особливостями реакційної зони (рис. 4.33).

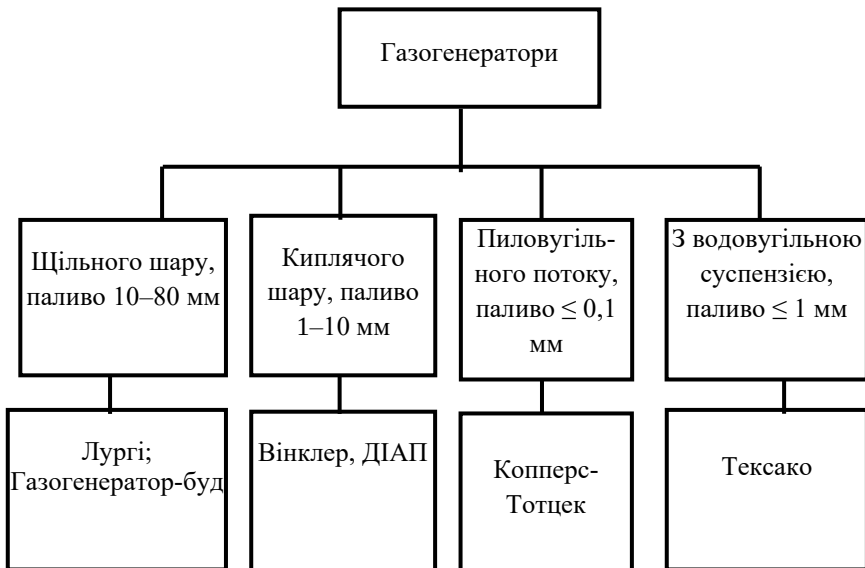


Рис. 4.33. Класифікація газогенераторів

На дослідно-промисловому рівні відпрацьовується ще близько 20 технологій газифікації твердого палива нового покоління.

Процеси газифікації палива близькі до процесів горіння. Основа цих процесів полягає в хімічному з'єднанні вуглецю й водню палива з окиснювачем (киснем). Відмінність лише в тому, що при горінні відбувається повне окиснення палива в умовах надлишку кисню, а газифікація відбувається за умови дефіциту кисню, при цьому вуглець окиснюється лише частково.

Газоподібне паливо (генераторний газ) має ряд істотних переваг у порівнянні з твердим паливом:

- Газ згоряє без димуйї кіптяви. Коефіцієнт використання тепла згоряння газу вище, ніж у твердих видів палива, навіть тих, які згоряють у пиловидному стані.

- Під час спалювання газу просто регулювати температуру й подачу тепла.

- Є можливість створювати довгий факел полум'я, що охоплює предмет який нагрівається, а також концентрувати горіння в короткому факелі.

- Спалювання газу відбувається майже з теоретичною кількістю повітря, а газ можна змішувати з повітрям до спалювання, завдяки чому збільшується швидкість згоряння; завдяки попередньому підігріву повітря температура згоряння може бути збільшена.

- Газ вільний від всіх природних недоліків твердого палива – золи, вологи й інших домішок.

Генераторний газ можна транспортувати трубопроводами, зокрема в суміші з природним газом [77].

Генераторний газ залежно від призначення поділяється на такі види:

- котельний, для спалювання у пальниках котельних;
- технологічний, для синтезу рідких біопалив;
- моторний (силовий), для спалювання у двигунах внутрішнього згоряння або газових турбінах.

Залежності від способу газифікації та параметрів процесу калорійність генераторного газу перебуває в межах $4,2\text{--}21 \text{ МДж/м}^3$ [78, 79]. Головна перевага термохімічної економічніших термодинамічних циклів. На рис. 4.34 наведено схеми газогенераторів щільного шару палива.

Газифікація біопалива відбувається переважно в газогенераторах з щільним шаром палива, які, залежно від напрямку потоків палива, повітря, що надходить, та газу, що відходить, можна поділити на прямий, обернений, двозонний та горизонтальний (рис. 4.34) [70, 71].

У газогенераторах відбуваються пов'язані між собою процеси сушіння й пірогенетичного розпаду біопалива з утворенням біовугілля, взаємодії газів дуття з вуглецем біовугілля, а також взаємодії утворених під час газифікації газів між собою й вуглецем палива. Загалом процес газифікації біопалива становить складну сукупність окиснювально-відновлювальних хімічних реакцій, склад яких визначається здебільшого видом дуття, температурою й тиском процесу.

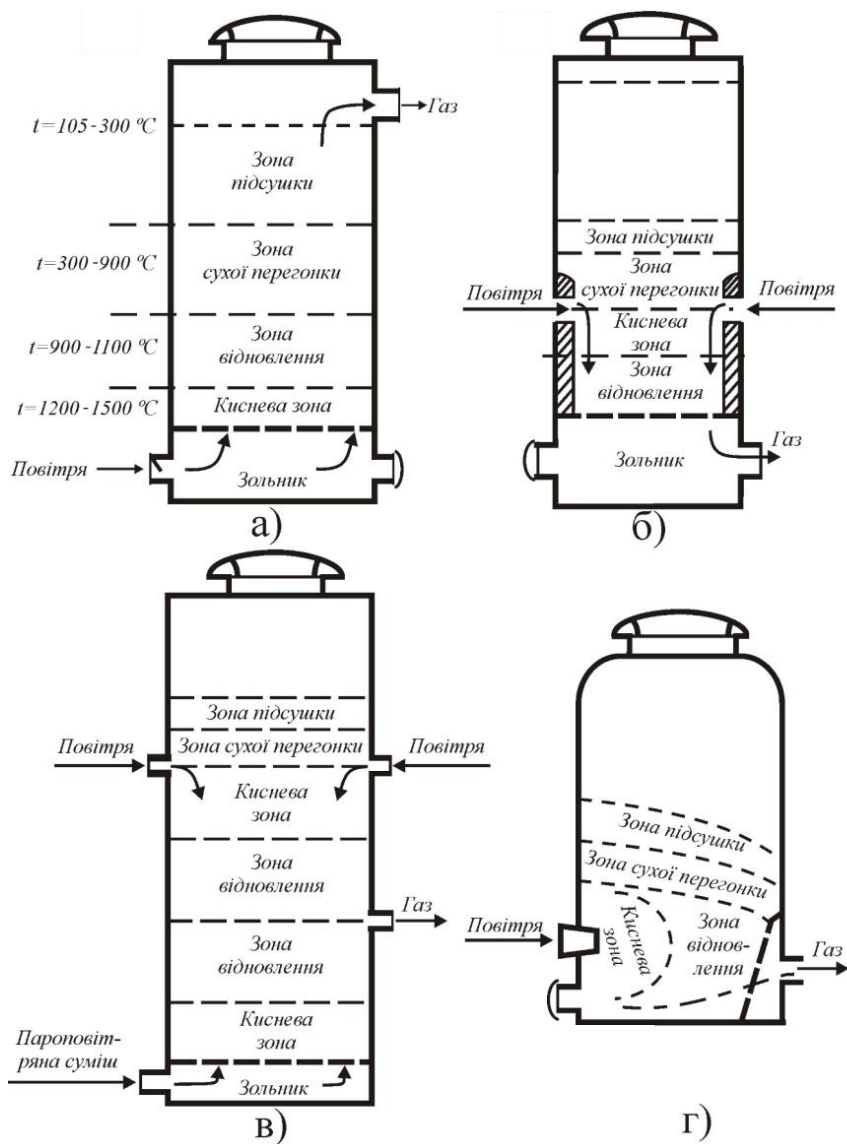


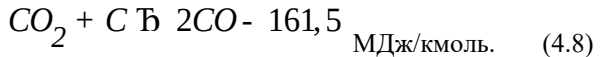
Рис. 4.34. Схеми газогенераторів щільного шару палива:
а) прямого процесу; б) оберненого процесу; в) двоступінного процесу; г) горизонтального процесу

При газифікації за прямим процесом, який є найрозповсюдженішим, повітря підводиться в нижню частину газогенератора. Газовий потік при цьому рухається через шар палива знизу вгору (рис. 4.34, а). На колосниковій решітці виникає зона окиснення. Вуглець палива з'єднується з киснем повітря. Це з'єднання, згідно з сучасними уявленнями про процес газифікації твердого палива, відбувається за такими екзотермічними реакціями [79]:

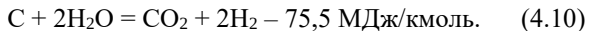
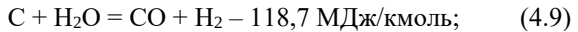


Під дією теплоти, яка виділяється в зоні згоряння, нагрівається й розпикається паливо в зоні відновлення.

Проходячи через розпечений кокс, вуглекислий газ реагує з новими порціями вуглецю під час ендотермічної реакції, що відома як реакція Будуара:



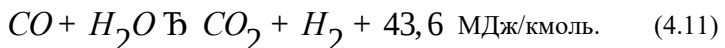
У відновлювальній зоні також відбуваються ендотермічні реакції розпаду водяної пари на розпеченому коксі (реакції водяного газу):



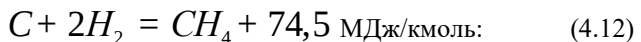
Водяна пара, яка реагує з коксом, може бути отримана внаслідок термічного розпаду клітковини палива (так звана пірогенна або хімічна вода) і за рахунок гігроскопічної вологи палива.

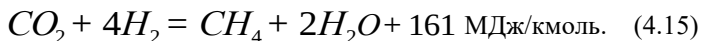
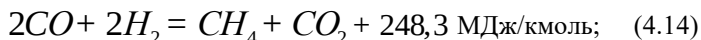
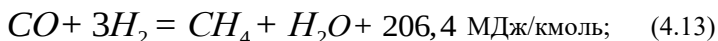
При прямому процесі газифікації в реакції водяного газу здебільшого бере участь пірогенна вода, а гігроскопічна вода випаровується в бункері до моменту згоряння палива. Зони згоряння й відновлення утворюють так звану активну зону (зону газифікації), в якій відбуваються основні реакції газогенераторного процесу.

Таким чином, утворена внаслідок взаємодії окиснювачів з вуглецем суміш газів складається з двох горючих компонентів: оксид вуглецю і водень. У газовій фазі можуть відбуватися й інші реакції. Так, можлива реакція між оксидом вуглецю і водяною парою:



Реакції метанування. При підвищеному тиску в процесі реакції утворення метану протікає швидше:





Над активною зоною розміщуються зони сухої перегонки палива і підсушування. Сухою перегонкою палива, як відомо, називається процес нагрівання палива до відповідної температури без доступу повітря. Так, при нагріванні біопалива до 105 °С у зоні сушіння виділяється гігроскопічна волога палива. До того часу, поки не випарується вся гігроскопічна волога, температура палива не підвищується. Після закінчення сушіння температура палива починає швидко збільшуватися і при подальшому нагріванні до 200 °С з біомаси виділяється вуглекислий газ CO₂. При нагріванні понад 280 °С починається бурхливий розпад біомаси, який відбувається екзотермічно і закінчується в основному за температури 400 °С. Кількість тепла, що виділяється при цьому, становить приблизно 6 % теплоти згоряння деревини, а кількість газів і пари із зони сухої перегонки становить до 30 % газів активної зони [79].

Під час відбирання газу з верхньої частини газогенератора продукти газифікації механічно змішуються з продуктами сухої перегонки (леткими речовинами), внаслідок чого збільшується теплота згоряння генераторного газу. Проте при охолодженні генераторного газу відбувається конденсація смоли, води, фенолу та інших речовин, які необхідно виділяти. Такий газ використовується переважно для спалювання у пальниках котлів. Використання цього газу як силового для роботи двигунів внутрішнього згоряння можливе лише після його багатоступінчастого очищення від пилу і смоли. Тому в газогенераторах прямого процесу газифікації використовують паливо з низьким вмістом летких речовин (кокс, антрацит, деревне вугілля).

Палива з високим вмістом летких речовин, які ще називають бітумінозними і до яких належать деревина, торф, солома, газифікують у генераторах оберненого процесу. В газогенераторі оберненого процесу (див. рис. 4.34, б) повітря подається в середню за висотою частину газогенератора, а газ, що отримується, відводиться знизу. При такому напрямку газового потоку зона горіння розміщується над зоною відновлення (тобто вони міняються місцями, якщо порівняти їх розташування в газогенераторі прямого процесу), а зони сушіння й сухої перегонки залишаються на попередньому місці. Тому продукти сухої перегонки палива мають пройти через активну зону перед виходом із газогенератора. Під час проходження крізь активну зону частина продуктів сухої перегонки згоряє, інша частина крекінгується, а частина водяної пари розкладається в ході реакцій водяного газу. В реакціях водяного газу бере участь як гігроскопічна, так і пірогенна вода палива, тобто

кількість водяної пари, що прореагує з коксом більша, ніж при прямому процесі.

Бітумінозні палива мають низький відсоток вуглецю, високий відсоток кисню і під час термічного розпаду дають високий вихід смоли, кислот і пірогенної води. Як встановлено дослідженнями [80], кількість пірогенної води, що утворюється з бітумінозного палива, достатня для реакцій водяного газу. Таким чином, вся гігроскопічна волога, яка входить до складу робочого палива, є баластом. Вона поглинає теплоту на своє випаровування, потім змішується з генераторним газом і погіршує його якість.

Численні порівняльні аналізи складу генераторного газу прямого і оберненого процесів газифікації деревини і торфу свідчать, що вміст пари смоли, оцтової кислоти, фенолу та інших шкідливих домішок у генераторному газі оберненого процесу в десятки й сотні разів менший, ніж у газі прямого процесу. Зазначена перевага дає змогу значно спростити технологічні схеми газогенераторних установок, оскільки зменшується кількість апаратури для очищення генераторного газу. В табл. 4.10 наведено порівняльні дані щодо складу генераторного газу, одержаного в прямому й оберненому процесах газифікації деревини [81, 82, 83].

Таблиця 4.10. Хімічний склад генераторного газу

Процес і паливо	CO, %	H ₂ , %	CH ₄ , %	CO ₂ , %	N ₂ , %	Смола, г/м ³	Q_H^P , МДж/м ³
Прямий (деревина)	29,0	15,4	1,6	6,6	47,2	50–100	5,4
Обернений (деревина)	16,4	11,3	2,2	13,2	57	0,36	4,0

У газогенераторі горизонтального процесу газифікації (див. рис. 4.34, в) повітря підводиться через фурму, розміщену в нижній частині газогенератора. Газовідбірна решітка розміщена з протилежного боку – з боку газовідбірного патрубка. Активна зона зосереджена на невеликому просторі між кінцем фурми й газовідбіркою решіткою. Над активною зоною розміщені зони сухої перегонки і зона підсушування палива. У газогенераторі горизонтального процесу використовуються безсмольні палива (деревне вугілля, торф'яний кокс) з умістом летких речовин до 30 %. Під час досліджень процесу газоутворення встановлено, що процес відновлення вуглекислого газу закінчується на короткій відстані від кінця фурми (120–150 мм). Це пояснюється високотемпературним режимом у зоні горіння, в межах 1600–

1700 °С. Утворення водню відбувається біля газовідбірної решітки, де оксид вуглецю взаємодіє з водяною парою.

Газогенератори двозонного процесу (див. рис. 4.34, б) поєднують прямий і обернені процеси газифікації. У нижній частині такого газогенератора паливо газифікується за прямим процесом, а у верхній – за оберненим. Відбір газу відбувається між зонами відновлення за вищої температури.

Одним з найважливіших показників генераторного газу є його якість, під якою розуміється вміст у газі твердих частинок у вигляді пилу та домішок у вигляді смоли. Тому підвищення ефективності виробництва генераторного газу з біопалива полягає у вдосконаленні технологій і конструкцій для одержання насамперед малосмольного газу.

Переважає більшість наукових досліджень та дослідно-конструкторських робіт виконується за напрямком вдосконалення конструкцій і обладнання для газифікації твердого палива, зокрема газогенераторів оберненого процесу.

Прикладом такого вдосконалення є газогенератор оберненого процесу з рухомою зоною газифікації, в який трансформується реактор окиснювального піролізу (рис. 4.35), якщо процес не зупинити на стадії виробництва біовугілля, а продовжувати до повної газифікації біовугілля до золи.



Рис. 4.35. Схема газогенератора оберненого процесу з рухомою зоною газифікації

Газифікація палива відбувається у дві стадії. На першій стадії (окиснювальний піроліз) утворюється піролізний газ з високим вмістом летких речовин, а на другій стадії (газифікація біовугілля) утворюється практично безсольний генераторний газ з високим вмістом монооксиду вуглецю (CO). Перша промислова установка з газогенераторами оберненого процесу з рухомою зоною газифікації була побудована у м. Малині Житомирської обл. за розробкою Інституту газу НАНУ [84].

В Інституті відновлюваної енергетики НАНУ розроблені побутові плити газогенераторні на біомасі (рис. 4.36) [85].



	Вогник С	Вогник В	Вогник 1В	Вогник 2В	Таня
1. Об'єм реактора, л	5,5	4,3	9,0	9,4	2х9,7
2. Вид палива	Пелети, тріска, дрова, гранули				
3. Фракція палива, мм	5-25	3-25	3-25	3-200	3-200
4. Вологість палива, %	≤ 20	≤ 30	≤ 30	≤ 30	≤ 30
5. Загрузка палива, кг	≤ 3,6	≤ 2,8	≤ 5,8	≤ 6,1	≤2х6,3
6. Інтенсивність згоряння палива, кг/год	0,8 – 1,5				
7. Коефіцієнт корисної дії, %	23,4 – 30,8				
8. Подача повітря	самотяга	вентилятор 12 V 0,1 А			
9. Вага (без палива), кг	3,5	6,5	8,0	11,0	20,0

Рис. 4.36. Плити побутові газогенераторні

Плити побутові газогенераторні для приготування їжі в домогосподарствах працюють на відкритому повітрі за відсутності природного газу. Ці плити енергоефективні, екологічні, мобільні. Газогенератори з рухомою зоною газифікації мають хороші перспективи для промислового впровадження.

Основним недоліком газогенераторів щільного шару палива є низька продуктивність, невисока калорійність газу та наявність в ньому смоли.

Вищу продуктивність мають газогенератори киплячого шару палива. Однією з сучасних розробок у цьому напрямку є технологія газифікації Gasplasma компанії APP (Велика Британія) [86]. Технологічна схема складається з газогенератора киплячого шару, що працює на перокисневному дутті, та плазмового конвектора для крекінгу смоли.

Технологія Gasplasma прийнята базовою у Великій Британії для газифікації біомаси, твердих побутових відходів та виробництва водню.

Останніми десятиліттями великі сподівання покладаються на водневу енергетику. Головним стримувальним фактором розвитку водневої енергетики є висока вартість водню. При газифікації та окиснювальному піролізі біомаси в сухому газі вміст водню становить 20–25 %. Для вилучення водню з газових сумішей є багато освоєних промислових технологій, наприклад мембранне розділення газів. Низькокалорійний газ, що залишився, спалюється для виробництва теплової енергії.

4.3.7. Виробництво синтетичного метану із зеленого водню

Синтетичний метан можна виробляти шляхом метанування оксидів вуглецю за реакціями Сабатьє (4.13–4.15). Параметри цього процесу такі: тиск 30 МПа, температура 250...300 °С, каталізатор нікель-алюмінієвий.

Цей процес відомий понад 100 років, проте його промислова реалізація розпочинається за нашого часу завдяки отриманню зеленого водню в електролізних установках, що працюють на вітровій та сонячній електроенергії. Загальний термін процесу – Power-to-Gas (електрони в молекули).

Наразі у Європі оператори газотранспортних мереж планують 17 проєктів установок Power-to-Gas до 2025 року. В Україні також передбачається будівництво експериментальної установки на промисловому майданчику у м. Дніпрі [87]. На рис. 4.37 наведена схема виробництва синтетичного метану.

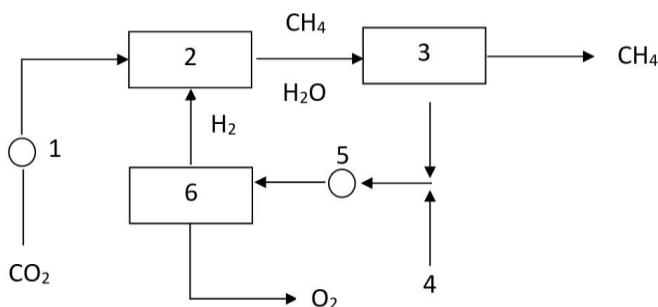


Рис. 4.37. Схема виробництва синтетичного метану: 1 – акумулятор CO₂;
2 – реактор; 3 – сепаратор води; 4 – додаткова вода;
5 – насос; — електролізер

Як джерело оксидів вуглецю можна розглядати біогаз, генераторний газ із біомаси, промислові димові гази і навіть CO_2 з атмосфери.

Проект GoBiGas. У шведському м. Гетеборг створена пілотна установка для виробництва синтетичного метану шляхом газифікації пелет та тріски. Потужність установки по синтетичному метану 20 МВт. До складу установки входять газогенератор компанії «Metso Power», обладнання для очищення газу й метанування компанії «Haldor Topsor». Склад генераторного газу: $\text{CH}_4 = 8 \dots 9 \%$; $\text{H}_2 = 38 \dots 40 \%$; $\text{CO} = 22 \dots 23 \%$; $\text{CO}_2 = 23 \dots 25 \%$.

Для синтезу метану за рівнянням (4.13) необхідно витримати співвідношення $\text{H}_2:\text{CO} = 3:1$. Тому з генераторного газу фізичними та хімічними методами вилучаються зайві складові. Очищений і осушений метан під тиском 5 бар подається на компресорну станцію «Swedengas». Планується створення промислової установки потужністю до 100 МВт [88].

Проект P2G. Виробництво синтетичного метану з електролізного водню та вуглекислого газу біогазової установки. У межах проекту компанія ZSW побудувала дві установки з потужністю електролізерів 25 і 250 кВт [88].

Установка потужністю 25 кВт інтегрована в контейнер і складається з електролізера та двох реакторів метанування, з'єднаних послідовно. Контейнерне оформлення установки дозволяє транспортування до біогазового реактора та використання в ній біогазу. На цій установці в 2009 році вперше була продемонстрована можливість застосування технології з використанням біогазу. Друга установка потужністю 250 кВт введена в експлуатацію в 2012 році. Установка обладнана лужним електролізером високого тиску та двома реакторами трубчастого й пластинчастого типу, які можуть працювати окремо або послідовно. Для збагачення синтетичного метану до показників природного газу, що встановлені в Німеччині, (L-газ, $\text{CH}_4 = 90 \%$; H-газ, $\text{CH}_4 = 95 \%$) використовуються мембрани.

Установка потужністю 6 МВт встановлена в м. Верльте (Нижня Саксонія, Німеччина) в 2013 році. Установка була спроектована й побудована компанією «ETOGAS GmbH» для автомобільного концерну «Audi AG». Метанування проводять в трубчастому реакторі з охолодженням розплавленою сіллю. Регулювання температури гарячої зони каталізатора відбувається шляхом зміни подачі газу. Вуглекислий газ, який необхідний для синтезу метану, відбирають з біогазу аміновим очищенням. При повному навантаженні установка виробляє $325 \text{ м}^3/\text{год}$ синтетичного метану з умістом метану 93 %. Синтетичний метан подається в місцеву газорозподільчу систему під тиском 1,8 бар.

Для синтезу метану під високим тиском потрібні високовартісні каталізатори на основі Ni, Mo та інших елементів. Тому синтетичний метан поки що дорожчий за природний газ, але прогнозується, що в найближчі 10 років вартість синтетичного метану й природного газу зрівняється.

4.4. Отримання та використання біогазу

Біогаз – це суміш газів, що утворилася внаслідок анаеробного метанового зброджування біомаси і складається з метану, вуглекислого газу, сірководню та домішок водню, аміаку, оксидів азоту й інших газів [89].

Під біомасою розуміємо невикопну біологічно відновлювану речовину органічного походження, здатну до біологічного розкладу, у вигляді продуктів, відходів та залишків лісового та сільського господарства (рослинництва та тваринництва), рибного господарства і технологічно пов'язаних з ними галузей промисловості, а також складову промислових або побутових відходів, здатних до біологічного розкладу [90].

Біогаз утворюється внаслідок використання технологій метанового зброджування тваринницької біомаси. Іншим джерелом біогазу є анаеробне розкладання біомаси сміття на полігонах побутових відходів. Осади стічних вод містять велику кількість органічних речовин, їх утилізація забезпечує вирішення важливих екологічних, енергетичних і соціальних проблем міст, особливо мегаполісів.

Біогаз можна використати:

- у когенераційних установках для виробництва електричної енергії для постачання в загальнодержавну енергосистему;
- у транспортних двигунах внутрішнього згоряння;
- для виробництва біометану.

4.4.1. Біогазові потужності в Україні

В Україні сформувався потужний агропромисловий сектор, що продукує значні обсяги органічних відходів, тож є значний енергетичний ресурс для вироблення біогазу. Енергетичний потенціал біогазу найбільший в урбанізованих областях та регіонах з інтенсивним тваринництвом і птахівництвом [1].

Метанове анаеробне зброджування органічних субстратів – це складний процес, в якому можна виділити чотири етапи: гідроліз, кислотогенез, ацетатогенез та метаногенез. Кінцевий продукт зброджування – біогаз. Спочатку органічна речовина субстрату розпадається на білки, вуглеводи та жири. На етапі гідролізу відбувається перетворення білків на амінокислоти, вуглеводів – на моносахариди, жирів – на моносахариди та високомолекулярні жирні кислоти під дією гідролітичної мікрофлори. На етапі кислотогенезу має місце перетворення моносахаридів і амінокислот на леткі жирні кислоти. На етапі ацетатогенезу леткі та високомолекулярні жирні кислоти перетворюються на ацетат і водень. На останньому етапі метаногенезу з ацетату, а також із водню та вуглекислого газу утворюється метан [91].

Біогаз можна умовно поділити на три категорії залежно від сировини, з якої він був отриманий:

- з відходів тваринництва (гній великої рогатої худоби, свиней, послід птахів тощо), відходів рослинництва (силос кукурудзяний, сорго, буряковий жом тощо), відходів підприємств харчової промисловості (молочна сироватка, мелясна барда, пивна дробина тощо);
- з органічної складової полігонів твердих побутових відходів;
- з осадів стічних вод міських каналізаційних, промислових очисних споруд.

Для отримання біогазу з відходів сільськогосподарських підприємств використовують реактори типу CSTR (реактор з постійним перемішуванням). На рис. 4.38 зображено типову блок-схему роботи біогазової станції з таким реактором.

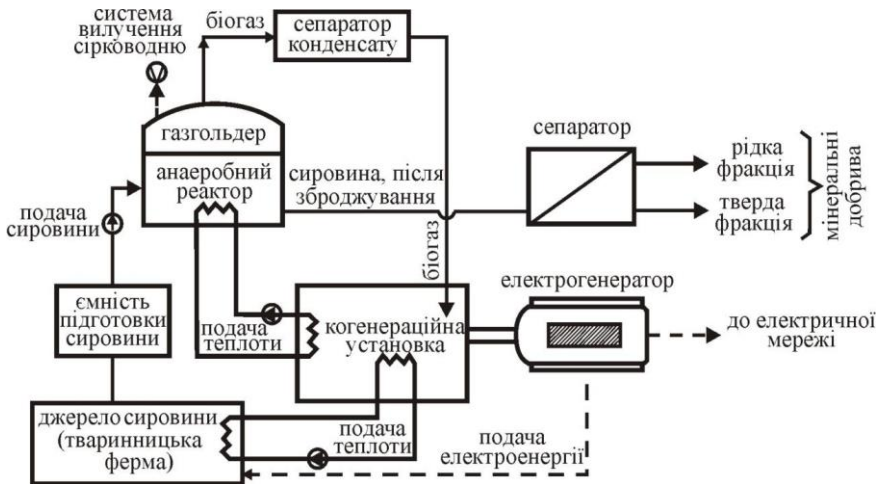


Рис. 4.38. Типова блок-схема роботи біогазової станції

Сировину, що є субстратом для отримання біогазу, спочатку подрібнюють та гомогенізують, у разі потреби проводять попередню хімічну обробку. Рідкий підготовлений субстрат за допомогою помпи, а твердий – за допомогою шнекового завантаження подають до реактора. У реакторі субстрат разом із власними або штучно внесеними мікроорганізмами перемішується та витримується за сталої температури. Біогаз – кінцевий продукт бродіння – накопичується у верхній частині реактора або газгольдері. Після очищення біогазу від домішок сірководню та вологи його використовують для генерації електричної енергії або очищують від вуглекислого газу до біометану [90].

Для зброджування деяких типів сировини без додаткового використання коферментів необхідна двостадійна технологія. Наприклад, з посліду птахів чи спиртової барди важко отримати біогаз у звичайному реакторі. Для глибокої переробки такої сировини та отримання високого виходу біогазу потрібен додатковий реактор гідролізу, в якому можна контролювати рівень кислотності для запобігання умов підвищеного вмісту кислот чи лугів [91]. Переважна більшість сучасних біогазових станцій складається з декількох реакторів.

Використання одного виду сировини з метою отримання біогазу є малоефективним з енергетичного погляду. Для інтенсифікації виходу біогазу зазвичай переходять до сумісного метанового бродіння декількох видів сировини. Вирощують кукурудзу, сорго для енергетичного використання силосу в біогазових установках.

В Україні набули розвитку масштабні проекти з дешевою сировиною на основі гною, посліду, жому цукрових буряків крупних сільськогосподарських підприємств. Переробка посліду, гною, бурякового жому, рослинної біомаси, органічної складової твердих відходів методом біологічної конверсії з отриманням біогазу є перспективною. Для покращення ефективності функціонування біогазових станцій та інтенсифікації процесу бродіння додають силос сорго, кукурудзяний силос тощо, залучають нові види субстратів. Під час будівництва біогазових станцій успішно використовують такі технології: «Nijhuis Industries», «Bigadan», «Zorg», «LIPP», «BTG», «Biteco», «Opur», «Adverio», «Екоенерго-Буд».

Першу демонстраційну біогазову установку промислового типу введено в дію 1993 року для переробки гною на свинофермі комбінату «Запоріжсталь» з метою очищення стоків. Теплова енергія, що виробляється з біогазу, використовується на власні потреби підприємства.

Першу промислову біогазову станцію спорудили в 2003 році для переробки гною на свинофермі в с. Оленівка Дніпропетровської обл. Проект розроблено нідерландською компанією «BTG». Біогазова станція складається з двох біогазових реакторів об'ємом 1000 м³ кожний. Добове завантаження реакторів становить 80 т свинячої гноївки з додаванням незначної кількості відходів цеху забою птиці. Встановлена електрична та теплова потужність когенераційної установки становить 160 кВт і 300 кВт відповідно.

Загальна встановлена потужність біогазових установок наприкінці 2015 року становила лише 18 МВт. Позитивній динаміці впровадження біогазових проектів сприяла низка законодавчих змін, серед яких ключові: удосконалення та прив'язка «зеленого» тарифу до курсу євро до 2030 року; ліквідація вимоги щодо «місцевої» складової; запровадження надбавки за використання українського обладнання; укладання довгострокових договорів на закупівлю електричної енергії за «зеленим» тарифом. Розвитку біогазової галузі сприяв розроблений та прийнятий у 2015 році Закон України щодо забезпечення

конкурентних умов виробництва електроенергії, яким було збільшено на 10 % «зелений» тариф для електроенергії з біомаси та біогазу до рівня 0,1238 євро/кВт·год [92].

«Зелений» тариф затверджується Національною комісією регулювання електроенергетики України на електричну енергію, вироблену суб'єктами господарювання на об'єктах електроенергетики, що використовують альтернативні джерела енергії (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії – вироблену лише малими гідроелектростанціями). «Зелений» тариф як стимул для розвитку виробництва електроенергії з відновлюваних джерел в Україні запровадили в 2008 році: держава зобов'язалася купувати всю генеровану з відновлюваних джерел електроенергію за фіксованим тарифом до 2030 року. «Зелений» тариф запроваджено на електроенергію з біогазу, його коефіцієнт у країні регулюється Законом України «Про альтернативні джерела енергії».

Станом на 1 січня 2017 року введено в експлуатацію 20,3 МВт потужностей об'єктів, що генерують електроенергію з біогазу за «зеленим» тарифом. Працювали 12 біогазових станцій, які генерують електричну енергію з біогазу, з них 5 – на базі сільськогосподарських підприємств та 7 установок для збору біогазу і виробництва з нього електроенергії – на полігонах ТПВ [93].

У 2017 році в Україні були добудовані й почали виробляти біогаз 4 біогазових комплекси із загальною встановленою потужністю 7,3 МВт. У 2018 році в Україні почали виробляти біогаз 9 біогазових станцій із загальною встановленою потужністю 11,8 МВт а в 2019 році – 10 біогазових станцій із загальною встановленою потужністю 39,9 МВт [93].

Впродовж 2018 і 2019 років установлену потужність біогазових станцій було збільшено з 34,4 до 86,1 МВт. Станом на 01.01.2020 в Україні налічується 32 компанії, що володіють 49 біогазовими станціями, які генерують електричну енергію з біогазу за «зеленим» тарифом, з них 21 – на базі сільськогосподарських підприємств (59 МВт) та 28 установок для збору біогазу й виробництва з нього електроенергії – на полігонах ТПВ (27 МВт). Їхня встановлена потужність становить 86,1 МВт, при цьому всього вироблено 247,4 млн кВт·год електроенергії за рік [93].

Найбільшим за встановленою потужністю є перша черга комплексу з виробництва біогазу «Біогаз Ладижин». Унікальність цього біогазового проекту полягає в особливостях перемішування субстрату, а саме барботуванні виробленого газу крізь шар субстрату для його перемішування. Було побудовано біогазопровід до когенераційних установок, віддалених на 10 км від біогазової станції. Крім стандартного рішення з виробництва електричної енергії з біогазу проєкт передбачає використання пари та гарячої води, які утворюються в процесі виробництва електроенергії, для потреб забійного комплексу птахофабрики. Біогазова станція має 10 реакторів з

робочим об'ємом по 8000 м³. У промисловому птахівництві генерується близько 3,3 млн т посліду, з якого можна отримати 3,3 млрд метану щорічно.

Унікальним біогазовим проєктом в Україні є біогазова станція у м. Теофіополі, що побудована за німецькою технологією «Zorg» та працює на кукурудзяному силосі. За цією технологією можна перероблювати субстрат, в якому вміст сухої речовини становить до 16 %. На відміну від звичайних реакторів їхній об'єм вдвічі менший, за рахунок чого капітальні вкладення в 1,5 раза менші. Також на кукурудзяному силосі за німецькою технологією працює біогазовий комплекс в с. Окни Одеської обл.

Німецька компанія «Zorg» розробила власну технологію бродіння соломи. Солома, як і будь-яка лігноцелюлозна сировина, не придатна до бродіння. Солома змішується з водою, або фільтратом біогазової станції, або каналізаційними стоками та підігрівається до температури 150–180 °С. За тиску 5–8 атм з поверхні целюлози прибирається захисний шар лігніну, волокна целюлози й геміцелюлози розриваються, площа поверхні збільшується. Після цієї обробки солому зброджують.

Біогазова станція у с. Східне, побудована за датською технологією «Bigadan», працює на курячому посліді. Особливість технології полягає в підвищенні біорозкладності курячого посліду до 75–80 % за рахунок попередньої термообробки органічного субстрату. Пастеризація курячого посліду виконується згідно з вимогами Регламенту ЄС 2019/1009 від 5 червня 2019 року щодо правил доступу на ринок ЄС удобрювальних продуктів [94].

Єдиний біогазовий проєкт, який отримав 10%-ву надбавку до «зеленого» тарифу за використання українського обладнання на 65 %, – це біогазовий комплекс у с. Михайлин Вінницької обл., побудований за нідерландською технологією «Опюр» та «Авердіо». Як сировину використовують буряковий жом чотирьох цукрових заводів: Михайлинського, Гайсинського, Саливонківського та Жданівського. Також добавляють мелясу, поживні залишки та силос. Реактори, технологічні споруди, сховище для жому та технологічне обладнання виготовлене в Україні, зокрема на Козятинському експериментальному машинобудівному заводі. Когенераційна установка біогазової станції компанії «Caterpillar». ТОВ «Юзефо-Миколаївська біогазова компанія» повідомила про подальші плани комбінованого використання біогазового та біоетанольного комплексів.

За німецькою технологією «Бітеко» побудовані біогазові станції в с. Бзів, у м. Бокіймі та м. Мостовому. За цією технологією для бродіння гною та силосу підбирають їхнє оптимальне співвідношення, що дає змогу раціонально використати об'єм реакторів й отримати високий вихід біогазу.

Українська компанія ТОВ «Екоенерго-Буд» займалась проєктуванням низки біогазових станцій: в с. Чопівці Закарпатської обл., в с. Піщане Дніпропетровської обл. та біогазового заводу в с. Глобине Полтавської обл.

В Україні впроваджені також біогазові установки малої потужності. Прикладом може бути біогазова установка компанії «Деміс-Агро» на 100 кВт. Є приклад спиртзаводу «Зелений гай», який встановив біогазову установку на 125 кВт потужності для утилізації відходів виробництва.

Для отримання біогазу використовують побутові відходи полігонів. Побутові відходи засипають шаром ґрунту для створення ізолювального екрану. В товщі полігону, в умовах обмеженого доступу кисню, під дією власних мікробних популяцій відбувається процес метанового бродіння. Через деякий час починає утворюватись біогаз і поступово проходити через звалище назовні. Збирання біогазу потребує інженерного обладнання полігону, а саме: створення газових свердловин, вентиляційної системи та ємності для накопичення зібраного біогазу.

Такий спосіб отримання біогазу, крім енергетичного, має ще й екологічний ефект щодо охорони довкілля – забезпечення чистоти повітря й запобігання забрудненню ґрунтових вод.

Впроваджені біогазові станції на полігонах таких міст: Київ, Чернігів, Хмельницький, Житомир, Миколаїв, Кропивницький, Черкаси, Маріуполь, Запоріжжя, Вінниця, Івано-Франківськ, Харків, Луцьк, Полтава, Кам'янець-Подільський. Переважну більшість реалізованих біогазових проєктів щодо збору та утилізації біогазу на полігонах мають дві компанії «ЛНК» та «Кліар-Енерджі».

Також як сировину для отримання біогазу використовують осади комунальних та промислових стічних вод. Серед біогазових проєктів є такі: будівництво біогазової станції зброджування осадів стічних вод на станції аерації м. Дніпра, біогазова установка на Лужанському спиртовому заводі, де як сировина використовується мелясна барда.

Подальшому розвитку біогазової галузі сприятиме прийнятий Закон України від 25.04.2019 № 2712-VIII, яким передбачено збереження діючого «зеленого» тарифу на електроенергію з біогазу до 2030 року [95]. Підписано Меморандум між Україною та Європейським Союзом про взаєморозуміння щодо стратегічного партнерства у сфері біометану, водню та інших синтетичних газів, що зосереджується на «зеленому» переході та декарбонізації енергетичних секторів та сприятиме виробництву, торгівлі, транспортуванню, зберіганню та використанню відновлюваних газів, а саме біометану, водню, його похідних та інших синтетичних газів і газів, отриманих шляхом сталого виробництва [96].

4.4.2. Результати досліджень біогазових технологій

Результати досліджень з метою підвищення ефективності біогазових технологій, виконані у відділі органічних відновлюваних енергоносіїв ІВЕ НАН України, представлено нижче.

4.4.2.1. Утилізація феноловмісних стічних вод газогенераторних установок

Встановлено можливість перероблення шкідливого феноловмісного конденсату установок часткової газифікації біомаси в біогазовій установці, що забезпечує збільшення виробництва біогазу. На основі отриманих даних розроблено технологічний процес анаеробної переробки гною з одночасним знешкодженням шкідливих стоків установок газифікації біомаси газогенераторних електростанцій та піролізних установок виробництва деревного вугілля.

У відділі органічних відновлюваних енергоносіїв ІВЕ НАН України були виконані експериментальні дослідження, мета яких полягала у визначенні максимальної концентрації фенолу в субстраті для його утилізації в біогазовому реакторі.

Для проведення експериментальних досліджень використали конденсат, отриманий при охолодженні горючого газу під час часткової газифікації сухої березової тріски на установці, схема і опис роботи якої наведені в [97]. Температура газифікації становила 520–960 °С. Вихід конденсату становив 0,47 дм³/кг тріски. Властивості конденсату такі: масова концентрація фенольних сполук 1172 мг/дм³, хімічне поглинання кисню 73412 мг/дм³, рН = 4,0.

Переробку конденсату здійснювали сумісно з коров'ячим гноєм на лабораторній біогазовій установці, схему якої наведено на рис. 4.39 [98, 99].

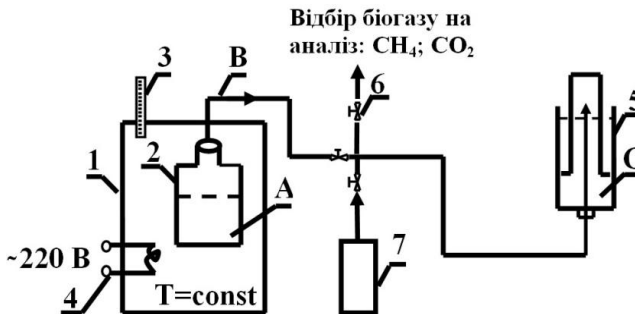


Рис. 4.39. Схема лабораторної біогазової установки:

- 1 – термостат; 2 – реактори; 3 – ртутний термометр;
4 – електричний нагрівач з регулятором температури; 5 – газгольдер;
6 – кран газовий; 7 – балон з азотом; А – субстрат; В – біогаз; С – розчин NaCl

Лабораторна біогазова установка складалася з наповненого водою теплоізолюваного термостату, в якому розміщувалися реактори, ртутний термометр і терморегулятор. Реактори герметично з'єднані з газгольдерами. Нерухома частина газгольдерів виставлена горизонтально й заповнена 5%-м розчином NaCl для запобігання розчинення вуглекислого газу у воді. На рухомій частині газгольдерів нанесено відмітки для візуального визначення об'єму виробленого біогазу. Для створення анаеробних умов всередині реактора газовий простір системи реактор–газгольдер безпосередньо перед початком експерименту продували азотом, об'єм якого втричі перевищував об'єм вказаного газового простору.

У процесі експериментів визначались такі показники: вологість та зольність вихідного субстрату, об'єм виробленого біогазу, об'ємна концентрація метану та вуглекислого газу в біогазі, ступінь розкладу сухої органічної речовини та фенольних сполук.

Було проведено дві серії експериментів в мезофільного режимі за температури 35 °С. В обох експериментах було використано конденсат, отриманий під час газифікації сухої березової тріски. У другій серії експериментів конденсат містив значну кількість нерозчинної смоли.

Підсумувавши та узагальнивши отримані результати проведених експериментів, було встановлено, що [98, 99]:

- тривалість лаг-фази для процесу бродіння конденсатвмісних субстратів у 2,9–4,8 рази довша, ніж для контрольного субстрату, який не містив конденсату. Лаг-фаза – це період часу, за який мікробні популяції здатні адаптуватися до нового середовища та до живильних речовин субстрату;
- із конденсатвмісних субстратів утворилося більше біогазу в порівнянні з контрольным. Вихід біогазу з одиниці об'єму субстрату на 40,3–58,6 % більший з конденсатвмісних субстратів. Сумарна концентрація метану в біогазі на 9,6–13,6 % більша з конденсатвмісних субстратів у порівнянні з контрольным. Показано, що об'єм виробленого біогазу та вміст метану в біогазі підвищився за рахунок переробки фенольних сполук;
- концентрація фенольних сполук в субстраті не має перевищувати 103 мг/дм³. Ступінь деструкції фенольних сполук конденсату становить від 45,5 до 80,3 % на 27-му добу бродіння. Тривалість бродіння відповідає середньому часу перебування субстрату в промислових біогазових установках. Зі збільшенням масової частки конденсату в субстраті ступінь деструкції фенольних сполук конденсатів зменшується.

На основі отриманих результатів створено комплексну енергетичну установку, яка складається з газогенератора та анаеробного реактора. Вироблений у газогенераторі газ спрямовується в анаеробний реактор, де він охолоджується, конденсується волога газу та органічні речовини, які змішуються з коров'ячим гноєм. Генераторний газ барботує крізь субстрат,

перемішує його, руйнує кірку на поверхні субстрату, змішується з біогазом і спрямовується в дизель-генератор для виробництва електричної енергії.

Переваги сумісної роботи біогазової та газогенераторної установок такі:

- фізична теплота генераторного газу використовується або для підтримання сталої температури всередині біогазового реактора, або для попереднього підігрівання субстрату;
- органічні кислоти, розчинна смола, фенольні сполуки слугують сировиною для отримання біогазу;
- при барботуванні генераторного газу крізь шар субстрату відбувається його перемішування та руйнування кірки на поверхні субстрату.

Для промислової реалізації способу перероблення конденсату розроблена принципова схема, яка наведена на рис. 4.40.

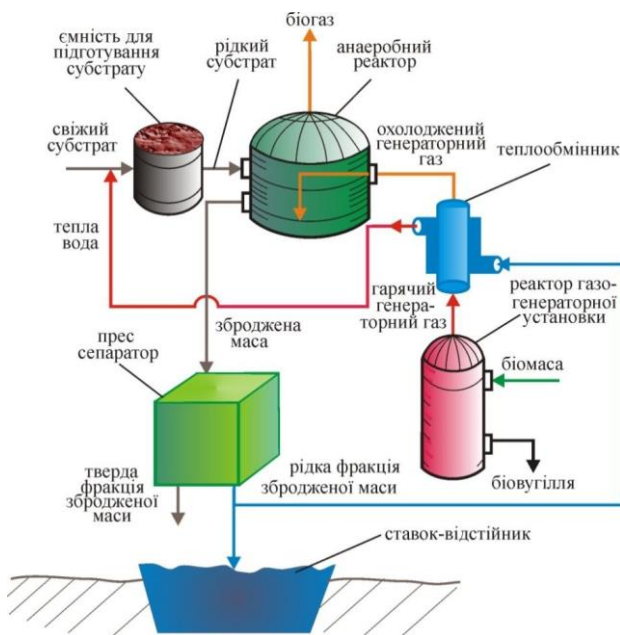


Рис. 4.40. Комплексна енергетична установка

Утилізація стічних фенольних вод газогенераторних установок в біогазовій установці без застосування спеціальних бактерій дозволяє перероблювати стічні фенольні води в існуючих промислових біогазових комплексах, кількість яких постійно зростає.

4.4.2.2. Підвищення енергетичної ефективності біогазових реакторів з газгольдером мокрого типу

Одним із типів газгольдерів, які використовуються у біогазових реакторах є газгольдер мокрого типу. Цей газгольдер має форму купола та плаває над субстратом, що присутній у реакторі. Л. Сассе обґрунтував, що об'єм реакторів з мокрим газгольдером не має перевищувати 40–50 м³ з урахуванням виготовлення, транспортування та експлуатації таких реакторів [100].

У відділі органічних відновлюваних енергоносіїв ІВЕ НАН України розроблено нову конструкцію реактора з мокрим газгольдером (рис. 4.41) [101]. У конструкції біореактора для обертання перемішувального пристрою було запропоновано використати передачу з канатною тягою.

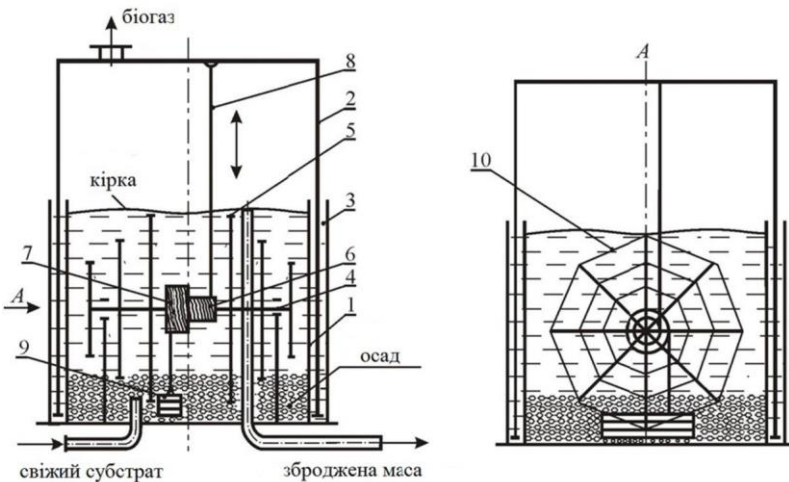


Рис. 4.41. Біореактор та механізм з канатною тягою: 1 – корпус; 2 – газовий купол; 3 – кільцева камера; 4 – вал; 5 – лопаті; 6 – барабан малого діаметра; 7 – барабан великого діаметра; 8 – канат; 9 – протизага; 10 – поліамідні стрічки

Всередині реактора встановлений вал з лопатями у вигляді окремих спиць, які з'єднуються між собою за допомогою стрічок із синтетичного матеріалу. На стрічках між лопатями закріплюються колонії бактерій, які не вимиваються під час зливу субстрату. На валу розміщені два канатних барабана. Барабан меншого діаметра через канат з'єднаний з куполом газгольдера, а барабан більшого діаметра – з протизагою. Обертання валу з лопатями відбувається внаслідок поступального руху купола газгольдера.

Канатна передача надійніша, ніж зубчасто-рейкова, оскільки вона не втрачає працездатність в разі великих люфтів купола.

Використання канатної тяги та горизонтального валу з лопатями дає змогу використати підйомну силу газгольдера, яку створює тиск біогазу, для перемішування субстрату. Перемішування субстрату відбувається постійно в автоматичному режимі.

Розроблена нова конструкція біореактора відрізняється від відомих конструкцій тим, що перетворювання поступального руху газгольдера на обертання перемішувального пристрою забезпечується за рахунок механізму з канатною тягою.

За рахунок економії енергетичних витрат на перемішування субстрату знижуються енергетичні витрати на підтримання процесу бродіння. Це означає, що енергетична ефективність перетворення органічних речовин на біогаз підвищується.

Розроблені конструкції біогазового реактора з мокрим газгольдером, в яких для перемішування субстрату використовується вироблений біогаз.

4.4.2.3. Інтенсифікація процесу бродіння за рахунок внесення біовугілля до біореактора

Показано, що внесення біовугілля, отриманого способом часткової газифікації стебел сояшнику та деревної тріски, до субстрату сприяло інтенсифікації процесу бродіння [101].

Біовугілля має такі самі властивості, як і активоване вугілля, але його отримання значно дешевше. У відділі відновлюваних органічних енергоносіїв НАН України проводяться дослідження з отримання біовугілля зі стебел сояшнику, деревної тріски та інших видів сировини способом часткової газифікації. Зокрема, при частковій газифікації деревної тріски змішаних порід вологістю до 25 %, вихід деревного вугілля становив 25–30 % на суху масу палива. Сорбційні показники вугілля: питома внутрішня поверхня 69–178 м²/г; йодне число 16,5–18,7. При частковій газифікації вологої березової та вербової тріски вихід деревного вугілля становив 9,8–15 % на суху масу палива. Сорбційні показники вугілля: питома внутрішня поверхня 220–402 м²/г; йодне число 30,0–42,0.

Виконані експериментальні дослідження, мета яких полягала у дослідженні виходу і складу біогазу залежно від виду біовугілля, яке вносили до коров'ячого гною. Використана біогазова лабораторна установка (див. рис. 4.28). Експерименти проведені в мезофільного режимі за температури 35 °С. Інокулят попередньо був адаптований до досліджуваного субстрату й умов бродіння.

Для досліджень використовувались три субстрати. Один з них, контрольний, містив коров'ячий гній, інокулят та воду. Два інших містили

коров'ячий гній, інокулят, воду та біовугілля. Біовугілля вносили по 25 г. Реактори мали загальний об'єм 1,5 дм³ з об'ємом субстрату 1,0 дм³. Субстрати розбавляли водою до вологості 97 %.

У процесі експериментів визначались такі показники: вологість та зольність вихідного субстрату, об'єм виробленого біогазу, об'ємна концентрація метану та вуглекислого газу в біогазі, ступінь розкладу сухої органічної речовини.

Підсумувавши та узагальнивши результати проведених експериментів, було встановлено, що:

- вихід біогазу підвищився на 7,9–14,6 %, вихід метану – на 6,7 11,4 % під час бродіння субстратів, до яких вносили біовугілля, на відміну від контрольного субстрату. Підвищення виходу біогазу приводить до підвищення енергоефективності перетворення органічних речовин на біогаз;
- вихід біогазу збільшився за рахунок збільшення максимальної інтенсивності виходу біогазу та зменшення тривалості лаг-фази.

Створені енергоефективні біогазові реактори невеликого об'єму рекомендовано до практичного застосовування у фермерських господарствах України.

4.5. Виробництво рідких біопалив

Одним з важливих завдань, що стоять перед паливно-енергетичним комплексом України, є максимальне використання власних енергетичних ресурсів, до яких належать і моторні біопалива, що є продуктами переробки рослинної сировини. Світове нарощування потужностей енергетичних установок для виробництва рідких біопалив пояснюється декількома чинниками. По-перше, це дає можливість зменшити залежність енергодефіцитних країн від імпорту енергоносіїв. По-друге, збільшення частки використання рідких біопалив зменшує негативний вплив на екологію за рахунок замкнутого циклу вихлопних газів. По-третє, нарощування виробництва рідких біопалив стимулює розвиток агропромислового комплексу, що особливо актуально для України.

В Україні, незважаючи на наявність сировинної та законодавчої бази (Закон «Про альтернативні види палива», № 1391-XIV від 14.01.2000, Закон «Про альтернативні джерела енергії», № 555-I від 20.02.2003, Закон «Про розвиток виробництва та споживання біологічних палив», № 7524 від 24.05.2012), виробництво та використання рідких біопалив, зокрема біодизельного палива, не вийшло на промисловий рівень. Реакція переестерифікації рослинних олій (жирів) метанолом є постійним об'єктом досліджень, оскільки її продуктом є метилові естери жирних кислот, які мають практичне застосування як біодизельне паливо для двигунів внутрішнього згоряння. Метилові естери можуть замінити до 10 % дизельного палива, тобто

це важлива складова відновлюваної енергетики. На цей час метилові естери промислово отримують шляхом нагрівання олії у присутності лужного каталізатора з надлишком метанолу. Побічним продуктом процесу є гліцерин, який необхідно очищувати від метанолу. Біодизельне паливо також потребує очищення, зокрема від залишків каталізатора та продуктів неповного перетворення. Ці чинники, а також необхідність нагрівання реакційної суміші впливають на собівартість біодизельного палива й погіршують його конкурентоспроможність. Для її підвищення необхідне глибше експериментальне дослідження можливостей зменшення виходу побічних продуктів шляхом вибору складу реакційної суміші й енергетичних умов процесу перетворення енергії біомаси.

Необхідність та перспективність впровадження в паливно-енергетичний комплекс України рідкого моторного біопалива і, відповідно, доцільність проведення науково-дослідних робіт впливає з сучасних світових тенденцій в цій галузі [102].

Одним з можливих джерел енергії, яке дасть змогу замінити традиційне рідке моторне паливо, є біомаса. Внаслідок переробки біомаси в багатьох країнах світу вже сьогодні отримують рідке біопаливо для двигунів внутрішнього згоряння у вигляді біоетанолу чи біометанолу (замінники бензину) або у вигляді рослинних олій чи продуктів їх переробки (замінники дизпалива). Промислова технологія виробництва зазначених рідких біопалив вже розроблена та впроваджена у багатьох країнах світу.

Світове виробництво біодизелю, за оцінками аналітиків Oil World, представлено на рис. 4.42 [103].

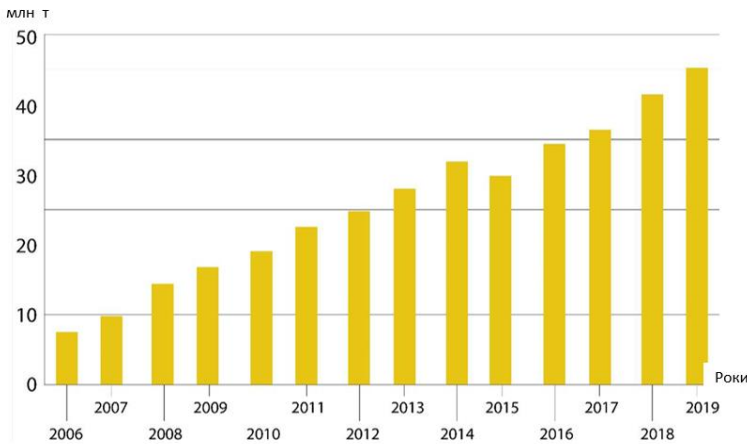


Рис. 4.42. Світові показники об'ємів виробництва біодизелю

Як видно на рис. 4.22, спостерігається швидкий розвиток виробництва біодизелю впродовж останніх 10–15 років. На ринок біопалива істотно впливає пандемія коронавірусу: обмеження руху зменшують загальне споживання палива, а незвично низькі ціни на сиру нафту шкодять конкурентоспроможності біопалива. Ці фактори призводять до різкого спаду світового виробництва біодизелю на початку 2020 року, який є другим спадом після 2015 року.

Передові позиції в світі з виробництва біодизелю посідають країни Європи, США, Бразилія, Аргентина та Індонезія. Істотну частку у світовому виробництві мають країни Євросоюзу, однак їх частка за останні 10 років скоротилася на 19 % і становить 36 %. Істотно збільшили свою частку США, Бразилія, Аргентина й Індонезія (рис. 4.43) [104].

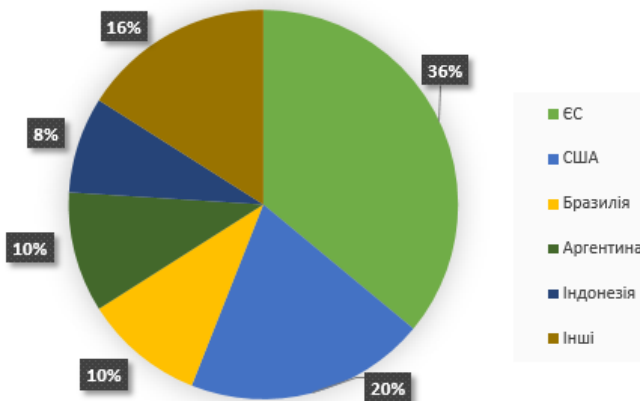


Рис. 4.43. Частка виробництва біодизелю в країнах світу

Абсолютні цифри не слід переоцінювати з огляду на їх значення для глобальної пропозиції. В абсолютному вираженні частка біодизелю у світовому постачанні дизельного пального порівняно низька (менше 2 %). Тільки в Європейському Союзі споживання дизельного палива становить близько 210 млн т. Важливість біопалива полягає в сприянні поступовій декарбонізації транспорту та виконанню Паризьких цілей щодо зміни клімату 2015 року. Біодизель можна використовувати як чисте паливо, зокрема в парках транспортних засобів у таких галузях, як будівництво та сільське господарство на територіях, де електрифікація є менш реальною у середньостроковій перспективі.

В Україні впровадження технологій виробництва біодизелю з рослинної сировини перебуває в стадії зародження. Повільні темпи розвитку пояснюються відсутністю в суспільства потреб на біодизельне паливо,

слабкою державною підтримкою цієї галузі, недосконалістю інформаційного забезпечення й недостатнім рівнем знань про його переваги. При цьому слід наголосити, що в разі відповідних інвестицій та інновацій, особливо в переробці сільськогосподарської сировини на біопаливо, в Україні є безперечні потенційні можливості для розвитку біоенергетики.

Водночас на відміну від більшості європейських країн, які не можуть собі дозволити виділити таку кількість сільськогосподарських земель для вирощування «енергетичних» культур, Україна, завдяки родючим землям та своїм кліматичним особливостям, може отримувати біодизельне паливо з ріпаку, сої та соняшнику [105].

Як сировину для виробництва біодизелю найчастіше використовують насіння ріпаку. Донедавна у сівоzmінах сільськогосподарських культур ріпак посідав незначне місце, висівали його переважно на технічні потреби для легкої та харчової промисловості. Сьогодні вирощування цієї культури має пріоритетне значення насамперед для експортних цілей. Протягом 2006–2016 років експорт насіння ріпаку з України в Польщу збільшився вдвічі, у Німеччину – в 2,3 раза, у Францію – більш як у 200 разів. Тому Україна залишається в аутсайдерах у використанні біологічних видів палива.

Спостерігався значний приріст валового збору зазначених енергетичних культур, тільки з 2009 до 2011 року, в 2015 році відбулось істотне зниження врожайності ріпаку.

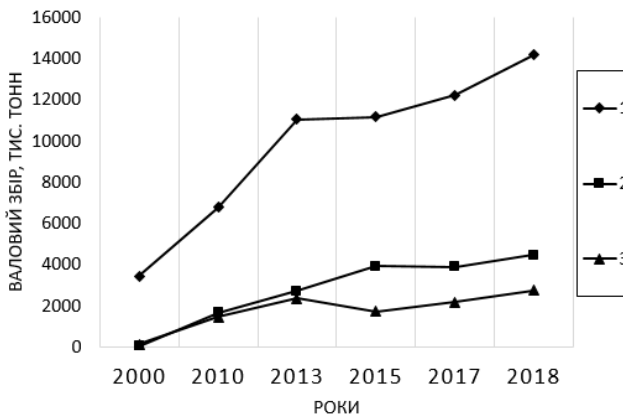


Рис. 4.44. Валовий збір олійних культур на території України:
1 – соняшник; 2 – соя; 3 – ріпак

Через відсутність будь-яких заходів для максимального залучення до переробки ріпаку вітчизняних підприємств, а також високу зацікавленість

країн Європейського Союзу в імпорті українського ріпаку, щорічно з України експортується більше 90 % врожаю цієї олійної культури [106].

Завдяки родючим землям та великому рослинному потенціалу Україна може виробляти необхідну для країни кількість рідкого біопалива. Оскільки насіння ріпаку майже не накопичує радіонуклідів і важких металів (майже всі вони містяться у стеблах), в Україні вирощувати ріпак для енергетичних цілей можна на територіях, тимчасово виключених з сільськогосподарського обігу внаслідок Чорнобильської катастрофи, та в інших екологічно забруднених зонах [107].

На кафедрі відновлюваних джерел енергії НТУУ КПІ імені Ігоря Сікорського та в Інституті відновлюваної енергетики НАН України розроблено та вдосконалено методи оцінки та аналізу умов процесу перетворення енергії при переестерифікації рослинних олій на біодизельне паливо.

Висновки

1. Широке використання біомаси може стати основою розвитку низьковуглецевої економіки в Україні, зокрема енергетики.

2. Для створення електричних станцій та станцій централізованого теплопостачання можуть застосовуватися сучасні парові та водогрійні котли, що придатні для спалювання наявних в Україні деревних біопалив з забезпеченням високої енергетичної ефективності. Подальші дослідження необхідні для удосконалення технологій ефективного спалювання твердих біопалив сільськогосподарського походження, зокрема гранул із соломи в котельних установках малої потужності.

3. Актуальним завданням використання твердих біопалив залишається зменшення емісії забруднювальних речовин з продуктами їх згоряння. Забезпечення надійного запалювання та вигорання летких речовин можна віднести до первинних заходів покращення екологічних показників котельних установок. На основі проведених досліджень сформульовані практичні рекомендації щодо раціональних режимних умов та конструктивного устрою топкових камер, що забезпечують запалювання сумішей летких речовин з повітрям.

4. Отримала подальший розвиток термохімічна конверсія біомаси методом сухого піролізу (швидкий піроліз, торефікація). Розроблені нові методи піролізу – окиснювальний, комбінований.

5. Відроджується газифікація твердої біомаси для генерації електричної енергії, а також для виробництва водню.

6. В Україні в сільському господарстві, переробній промисловості та на об'єктах комунального господарства набуває значного поширення анаеробна переробка відходів та стоків з виробництвом біогазу та генеруванням

електричної енергії з його використанням. З метою розширення сировинної бази для виробництва біогазу запропоновано в біогазових комплексах переробляти стічні фенольні води, що дає змогу знешкоджувати шкідливі компоненти конденсату газифікації біомаси та збільшити вихід біогазу. На основі проведених досліджень обґрунтовані технологічні параметри процесу сумісного зброджування гною та фенольних вод.

7. Проведений аналіз свідчить, що Україна має достатні можливості щодо нарощування сировинної бази для отримання біодизельного палива. Розроблено та вдосконалено методи оцінки та аналізу умов процесу перетворення енергії при переестерифікації рослинних олій на біодизельне паливо. В Україні виробництво біодизельного палива не набуло значного поширення через несприятливі економічні умови.

Перелік посилань

1. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України / за заг. ред. С. О. Кудрі. К.: Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2020. 82 с.

2. The handbook of biomass combustion and co-firing / Edited by Jjaak van Loo and JaapKoppeijan. Earthscan, London – Sterling, VA, USA, 2008. 442 p. (ISBN: 978-1-84407-249-1)

3. Directive 2018/2001/EC of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast). OJ L 328, 21.12.2018. Pp. 28–209.

4. Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control). OJ L 334/17, 17.12.2010. Pp. 17–119.

5. EN 14961-5 Solid biofuels – Fuel specification and classes. Part 1: General requirements.

6. EN 303-5:2012 Heating boilers. Part 5: Heating boilers for solid fuels, manually and automatically stoked, nominal heat output of up to 500 kW – Terminology, requirements, testing and marking

7. EN 14961-5 Solid biofuels. Fuel specifications and classes. Part 5: Firewood for non-industrial use.

8. EN 14961-4 Solid biofuels. Fuel specifications and classes. Part 4: Wood chips for non-industrial use.

9. EN 14961-2 Solid biofuels. Fuel specifications and classes. Part 2: Wood Pellets for non-industrial use.

10. EN 14961-3 Solid biofuels. Fuel specifications and classes. Wood briquettes for non-industrial use.

11. EN 14961-6 Solid biofuels. Fuel specifications and classes. Part 6: Non-woody pellets for non-industrial use.

12. Нормативи гранично допустимих викидів забруднюючих речовин із стаціонарних джерел. Міністерство охорони навколишнього природного середовища України, наказ 27.06.2006 № 309. Міністерство юстиції України, 1 серпня 2006 р. № 912/12786. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/ru/z0912-06> (Дата звернення: 28.03.2019).

13. Decision of the Ministerial Council of the Energy Community of 24 October 2013 D/2013/05/MC-EnC: On the implementation of Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants.

14. Directive (EU) 2015/2193 of the European Parliament and of the Council of 25 November 2015 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from medium combustion plants. OJ L 313, 28.11.2015. Pp. 1–19.

15. Про затвердження технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин із теплосилових установок, номінальна теплова потужність яких перевищує 50 МВт. Міністерство охорони навколишнього природного середовища України. Наказ № 541 від 22 жовтня 2008 р. Міністерство юстиції України 17 листопада 2008 р. № 1110/15801 (зі змінами, внесеними наказами № 337 від 17.09.2015, № 62 від 16.02.2018). [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1110-08>.

16. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 8 листопада 2017 р. № 796-р Про Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/796-2017-p>.

17. Технологічні нормативи допустимих викидів забруднюючих речовин у атмосферне повітря із котелень, що працюють на лушпинні соняшнику. Міністерство охорони навколишнього природного середовища України, наказ 13.10.2009 №540. Міністерство юстиції України 4 листопада 2009 р. № 1023/17039 (зі змінами, внесеними наказом № 23 від 22.01.2016). [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1023-09>.

18. ДСТУ EN 303-5:2022 (EN 303-5:2021, IDT) Котли опалювальні. Частина 5. Опалювальні котли на твердому паливі з ручним і автоматичним завантаженням топки і номінальною теплотворною здатністю до 500 кВт. Термінологія, вимоги, випробування та маркування, 2022.

19. Жовмір М. М., Бутько М. О. Особливості застосування нормативних документів щодо обмеження емісії забруднюючих речовин при спалюванні біомаси. Відновлювана енергетика. 2019. № 2. С. 79–90.

20. Кудря С. О. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії. Київ: НТУУ «КПІ», 2012. 492 с.

21. Сидельковский Л. Н., Юренев В. Н. Парогенераторы промышленных предприятий. М.: Энергия, 1978. 336 с.

22. Завод «УКРМАШПРОМ». [Електронний ресурс] – Режим доступу: www.mashprom.com.ua
23. Retra. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://retra.com.ua>
24. Анкот. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://cotel.com.ua>
25. Нечаев Е. В., Лубнин А. Ф. Механические топки для котлов малой и средней мощности. Л.: Энергия, 1968. 312 с.
26. Hurst Boiler and Welding Company, Inc. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.hurstboiler.com>
27. Vyncke. [Електронний ресурс] – Режим доступу: www.vyncke.com
28. Babcock & Wilcox. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.babcock.com>, 2012.
29. Інформаційні матеріали з сайту Foster Wheeler, 2012.
30. Burmeister & Wain Scandinavian Contractor. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.bwsc.com>
31. Linka Energy. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.linka.dk>
32. Farm2000. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.farm2000.co.uk>
33. ПАТ «Південтеплоенергомонтаж» («ЮТЕМ»). [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://utem-bioenergy.com>
34. Жовмир Н. М., Гелетуха Г. Г., Железная Т. А., Сленкин М. В. Обзор технологий совместного сжигания биомассы и угля на электрических станциях зарубежных стран. Промышленная теплотехника. 2006. Т. 28. № 2. С. 75–85.
35. Jandačka J., Holubčík M., Papučík Š., Nosek R. Combustion of pellets from wheat straw // Acta Montanistica Slovaca, 2012. Vol. 17. Iss. 4. Pp. 283–289. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://pdfs.semanticscholar.org/f0a0/a16acb881e5f7f9d3c388775a0c46ba0579f.pdf>
36. Aerosols from biomass combustion. Nussbaumer Th. (Ed.). Zurich, 2001. 107 p. (ISBN 3-908705-00-2, Verenum, Langmauerstrasse 109, CH-8006 Zurich, verenum@access.ch).
37. WHO air quality guidelines for particulate matter, ozone, nitrogen dioxide and sulfur dioxide. Global update 2005. Summary of risk assessment. World Health Organization. Geneva, 2006. 22 p. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.who.int/airpollution/publications>
38. Biagini E., Tognotti L. Comparison of devolatilization/char oxidization and direct oxidization of solid fuels at low heating rate. Energy & Fuels, 2006, Vol. 20. P. 986–992. Doi: 10.1021/ef0503156.
39. Dunayevska N., Zasiadko Ya., Shchudlo T. Thermal destruction kinetics of coal and solid biomass mixtures. Ukrainian Food Journal. 2018. Vol. 7. Iss. 4. Pp. 738–753. Doi: 10.24263/2304-974X-2018-7-4-17.

40. Жовмир Н. М. Исследование продолжительности периода выхода летучих при горении частиц древесины. Промышленная теплотехника. 2013. Т. 35. № 1. С. 93–98.
41. Жовмир Н. М. Исследование продолжительности периода выхода летучих при горении древесных гранул. Альтернативная энергетика и экология. 2014. №23(163). С. 60–66.
42. Жовмір М. М. Кінетика термолізу та вигорання часток твердого біопалива. Частина 2. Швидкість термолізу сухих та вологих деревних та солом'яних гранул. Відновлювана енергетика. 2016. № 3. С. 65–72.
43. Жовмір М. М. Концентраційні умови вимушеного запалювання летких при спалюванні біомаси. Відновлювана енергетика. 2013. №4(35). С. 75–81.
44. Жовмір М. М. Аналіз умов горіння сумішей летких з повітрям при спалюванні біомаси. Відновлювана енергетика. 2014. № 4(39). С. 81–86.
45. Obernberger I., Thek G. The pellet handbook. The production and thermal utilization of pellets. London: Earthscan Ltd, 2010.
46. EN 303-5. Heating boilers. Part 5: Heating boilers for solid fuels, manually and automatically stoked, nominal heat output of up to 500 kW – Terminology, requirements, testing and marking.
47. EN 15270. Pellet burners for small heating boilers – Definitions, requirements, testing, marking.
48. Jandacka J., Holubcik M., Papucik Š., Nosek R. Combustion of pellets from wheat straw. Acta Montanistica Slovaca. 2012. No. 17(4). Pp. 283–289.
49. Verma V. K., et al. Agropellets for domestic heating boilers: Standard laboratory and real life performance. Applied Energy. 2012. No. 90(1). Pp. 17–23. DOI: 10.1016/j.apenergy.2010.12.079
50. Mehrabian R., et al. A CFD model for thermal conversion of thermally thick biomass particles. Fuel Processing Technology. 2012. Vol. 95. Pp. 96–108. DOI: 10.1016/j.fuproc.2011.11.021.
51. Zhovmir M. Temperature of wood and straw pellets at carbon burning out. Відновлювана енергетика. 2017. No. 3. P. 87–95.
52. Obernberger I., Thek G. Physical characterisation and chemical composition of densified biomass fuels with regard to their combustion behavior. Biomass and Bioenergy. 2004. No. 27(6). Pp. 653–669. DOI: 10.1016/j.biombioe.2003.07.006.
53. Sikanen L., Vilppo T. Small Scale Pilot Combustion Experiments with Wood Pellets – The Effect of Pellet Length // The Open Renewable Energy Journal. 2012. No. 5. Pp. 1–6. DOI: 10.2174/1876387101205010001
54. Lu H., Robert W., Peirce G., Ripa B., Baxter L. Comprehensive study of biomass particle combustion. Energy and Fuels. 2008. No. 22(4). Pp. 2826–2839. DOI: 10.1021/ef800006z.

55. Momeni M., Yin C., Kær S. K., Hansen T. B., Jensen P. A., Glarborg P. Experimental study on effects of particle shape and operating conditions on combustion characteristics of single biomass particles. *Energy Fuels*. 2013. No. 27(1). Pp. 507–514. DOI: 10.1021/ef301343q.

56. Жовмір М. М. Кінетика термолізу та вигорання часток твердого біопалива. Частина 3. Швидкість вигорання коксозольного залишку деревних та солом'яних пелет. *Відновлювана енергетика*. 2016. № 4. С. 86–93. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://ve.org.ua/index.php/journal/article/view/111/68>

57. Жовмір М. М. Кінетика термолізу та вигорання часток твердого біопалива. Частина 4. Вплив анізотропії гранул на швидкість окислення вуглецю з коксозольного залишку в осьовому та радіальному напрямках. *Відновлювана енергетика*. 2017. № 4. С. 93–100. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://ve.org.ua/index.php/journal/article/view/29/21>

58. Zhovmir M. Carbon burnout from the char of a single cylindrical pellet // *Energetika*, 2022. Vol. 68. No. 1. Pp. 1–14. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://doi.org/10.6001/energetika.v68i1.4852>

59. ISO 17225–1. Solid biofuels – Fuel specifications and classes. Part 1: General requirements. 2014.

60. ISO 17225–2. Solid biofuels – Fuel specifications and classes. Part 2: Graded wood pellets. 2014.

61. ISO 17225–6. Solid biofuels – Fuel specifications and classes. Part 6: Graded non-woody pellets. 2014.

62. ISO 18846. Solid biofuels – Determination of fines content in quantities of pellets – Manual sieve method using 3.15 mm sieve aperture. 2016.

63. ISO 17829. Solid biofuels. Determination of length and diameter of pellets. 2015.

64. Zhovmir M. Determination of length of individual pellets and pellets' lengths distribution. *Scientific Horizons*. 2021. No. 24(6). Pp. 24–33. DOI: 10.48077/scihor.24(6).2021.24-33

65. ISO 18847. Solid biofuels – Determination of particle density. 2016.

66. Duran B. S., Odell P. L. Cluster analysis. A survey. Berlin–Heidelberg–New York: Springer Verlag, 1974.

67. Wishart D. Mode analysis: A generation of nearest neighbour which reduces chaining effects. In A.G. Cole (Ed.), *Numerical Taxonomy* New York: Academic Press, 1969. Pp. 282–319.

68. Штеба Т. В. Получение активных углей из березовой щепы различного качества: автореф. дис. канд. техн. наук. Екатеринбург: Уральский гос. лесотехн. ун-т, 2004. 16 с.

69. Зайченко В. М., Косов В. В., Косов В. Ф., Синельников В. А. Торрефикация – способ улучшения потребительских характеристик

гранулированного топлива из биомассы. Энерготехнологии и ресурсосбережение. 2012. № 3. С. 37–41.

70. Клюс В. П., Жовмір М. М., Клюс С. В., Гончаренко С. П. Патент на корисну модель № 109197 Україна, МПК F23B 90/00. Спосіб розпалювання твердого палива у вертикальних реакторах шахтного типу / опубл. 10.08.2016, бюл. № 15.

71. Степанов С. Г. Технология совмещенного производства полукокса и горячего газа из угля / С. Г. Степанов, С. Р. Исламов, А. Б. Морозов. Уголь. 2002. № 6. С. 27–29.

72. Патент на корисну модель № 143271 Україна, МПК C10J3/60, C10J1/207, C10B53/02, F23B80/02 Реактор піролізний / В. П. Клюс, С. В. Клюс. опубл. 27.07.2020.

73. Патент на корисну модель № 113168 Україна, МПК C01B 31/08. B01J20/20; C10B 49/00 Спосіб одностадійного виробництва активованого біовугілля / С. В. Клюс. опубл. 10.01.2017, бюл. № 1/2017.

74. Патент на корисну модель № 123822 Україна, МПК C10J 3/00, C10B 53/02. Спосіб комбінованого піролізу / В. П. Клюс, С. В. Клюс. № u 2017 09308; заяв. 22.09.2017; опубл. 12.03.2018, бюл. № 5.

75. Сайт компанії ООО «Полвакс-Україна» [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.pyrolys.net/synthesis-oil/ua/1>

76. Перспективи розвитку біоенергетики в Україні / М. В. Роїк, В. Л. Курило, О. М. Ганженко, М. Я. Гументик. Цукрові буряки. 2012. № 2-3. С. 6–8.

77. Газ горючий сумішевий: ТУ У 40.2-05417035-061:2007.

78. Лавров Н. В., Шурыгин А. Введение в теорию горения и газификации топлива. М.: АН СССР, 1962. 215 с.

79. Перелетов И. И. и др. Высокотемпературные теплотехнические процессы и установки: учебн. для вузов / под ред. А. Д. Ключникова. М.: Энергоатомиздат, 1989. 336 с.

80. Мезин И. С. Транспортные газогенераторы. М.: Сельхоз, 1948. 341 с.

81. Черномордик Б. М. Теория и расчет транспортных газогенераторов. М.: Машгиз, 1943. 177 с.

82. Лямин В. А. Газификация древесины. М.: Лесн. Пром-сть, 1967. 262 с.

83. Токарев Г. Г. Газогенераторные автомобили. М.: Машгиз, 1958. 206 с.

84. Карп И. Н., Марцевой Е. П., Пьяных К. Е., Антошук Т. А., Пьяных К. К. Исследование и внедрение процессов газификации углей и биомассы с целью замещения природного газа. Энерготехнологии и ресурсосбережение. 2014. № 4. С. 3–11.

85. Пат. на корисну модель №122843, МПК F24B 1/00, F24C 15/00. Плита побутова газогенераторна / В. П. Ключ, С. В. Ключ. № у 2017 08607; заяв. 23.08.2017; опубл. 25.01.2018, бюл. № 2.

86. Converting waste into valuable resources with the Gasplasma Process. [Електронний ресурс] – Режим доступу: www.globalsyngas.org/uploads/eventLibrary/2013-11-3-Stein-Advanced-Plasma-Power.pdf

87. Федулова С. Потенціал розвитку водневої економіки в Україні до 2030 року. *European Vector of Economic Development*. 2024. № 1(36). С. 99–110.

88. Синтетический природный газ из угля, сухой биомассы и применение его в газотергетике. Первое издание / под ред. Тильмона Дж. Шильдхауэра и Сержа М. А. Биоллаза. Султан, John Wiley and Sons. Inc. Нур: 2019. 244 с.

89. Кудря С. О. та ін. ДСТУ 7721:2015: Газоподібне паливо. Біогаз. Технічні вимоги та методи контролювання. м. Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2016.

90. Четверик Г. О. Енергоефективне перетворення рідких відходів газифікації біомаси в біогазовій установці: дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 05.14.08. Київ, 2018. 160 с.

91. Эдер Б., Шульц. Х. Биогазовые установки: практич. пособие. Киев: Зорг Украина, 2011. 268 с.

92. Закон України «Про внесення зміни до Закону України «Про електроенергетику» щодо коефіцієнтів "зеленого" тарифу для електроенергії, виробленої з використанням альтернативних джерел енергії». *Голос України*. № 251 від 31.12.2016. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.zaron.rada.gov.ua>

93. Офіційний сайт «НКРЕКП» «Інформація про об'єкти альтернативної енергетики, яким встановлено "зелений" тариф станом на 01.01.2020». [Електронний ресурс] – Режим доступу: http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/elektro/energo_pidpryem/stva/stat_zelenyi-taryf.01-2020.pdf

94. Regulation 2019/1009 – Rules on the making available on the market of EU fertilising products // Regulation (EU) 2019/1009 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/1009/oj>

95. Закон України «Про внесення зміни в деякі закони України відносно забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії із альтернативних джерел енергії». *Голос України*. № 93 від 21.05.2019. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.zaron.rada.gov.ua>

96. Меморандум про взаєморозуміння між Україною та Європейським Союзом щодо стратегічного партнерства у сфері біометану, водню та інших синтетичних газів. [Інтернет-ресурс]. – Режим доступу: https://uabio.org/wp-content/uploads/2023/01/Translation-MoU_UA-EUUKr.pdf?fbclid=IwAR23jZXmYH3M4eJUHg4_BOjj060ommkqpjZgEjUCUMGxebemQz1hhODzBY

97. Клюс С. В. Енергоефективне перетворення біомаси в горючий газ і біовугілля в газогенераторах щільного шару палива: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 05.14.08. Київ. 2016. 24 с.
98. Клюс В. П., Четверик Г. О. Переробка конденсату газогенераторної установки в біогаз. Відновлювана енергетика. 2017. № 4. С. 84–92.
99. Клюс В. П., Четверик Г. О. Сумісне анаеробне бродіння гнойових відходів та конденсату газогенераторної установки. Відновлювана енергетика. 2017. № 3. С. 80–86.
100. Susse L. Biogas plants – design and detail of simple biogas plants. Bremer. 1988. 85 p.
101. Клюс В. П., Четверик Г. О. Підвищення енергетичної ефективності біогазових реакторів. Відновлювана енергетика. 2019. № 4. С. 92–99.
102. Забарний Г. М., Кудря С. О., Кондратюк Г. Г., Четверик Г. О. Термодинамічна ефективність та ресурси рідкого біопалива України. К.: ІВЕ НАН України, 2006. 226 с.
103. Biodiesel Production Set to Drop 2.8 Mn T in 2020. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.oilworld.biz>
104. The significance and perspective of biodiesel production – a european and global view. [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://www.ocl-journal.org/en/articles/ocl/full_html/2019/01/ocl190042s/ocl190042s.html
105. Калетнік Г. М. Економіка виробництва біопалива в Україні та забезпечення продовольчої безпеки. Економіка АПК. 2010. № 1. С. 30–35.
106. Назаренко А. В. Біопаливний потенціал України на світовому ринку сільськогосподарської продукції / А. В. Назаренко. Економіка АПК. 2010. № 1. С. 72–77.
107. Жаленко О. М., Кравченко М. О. Перспективи виробництва та застосування біопалива на основі ріпакової олії в Україні. Актуальні проблеми економіки та управління: збірник наукових праць молодих вчених. 2008. Вип. 2. С. 36–41.

РОЗДІЛ 5. ЕНЕРГІЯ МАЛИХ РІЧОК УКРАЇНИ

Гідроелектростанція (ГЕС) це сукупність споруд і устаткування, призначених для перетворення механічної енергії потоку води на електроенергію [1]. Гідроелектростанції характеризуються високою ефективністю перетворення наявних гідроенергетичних ресурсів на електроенергію. Коефіцієнт корисної дії – 70–90 %, іноді ще вище.

Гідроенергетика належить до освоєних способів виробництва електроенергії без використання викопного органічного і ядерного палива та має досить прогнозований відновлюваний енергоресурс, найменшу собівартість серед традиційних та більшості нетрадиційних технологій, унікальні маневрові й мобільні властивості, характеризується значним експлуатаційним ресурсом. Висока маневреність ГЕС сприяє вирішенню складних завдань регулювання електропостачання споживачам в об'єднаній енергосистемі та забезпечення її стійкості з урахуванням графіків нерівномірного навантаження, підвищення надійності, безпеки та ефективності виробництва.

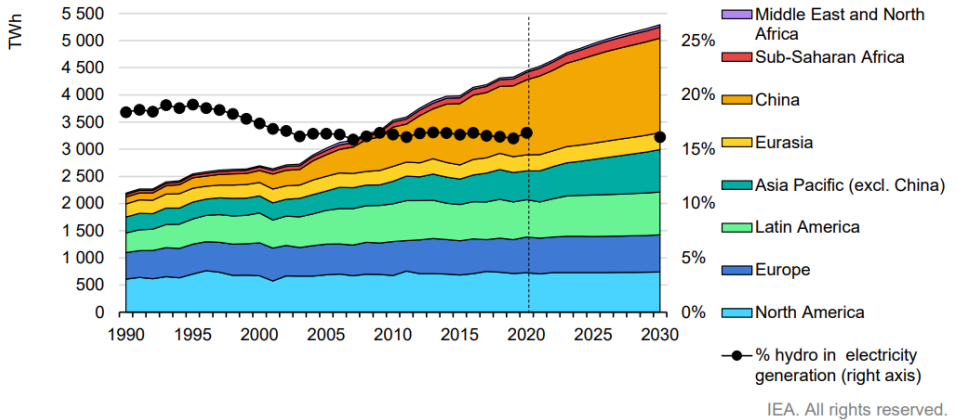
Гідроелектростанції будь-якої потужності впливають на економічний та соціальний розвиток прилеглих територій завдяки створенню умов для водопостачання населених пунктів і господарств, судноплавства, рекреацій, риборозведення, зрошення. Ще одна позитивна властивість ГЕС полягає в можливій участі гідроелектростанції в системі керованого захисту територій від повеней. В Україні накопичено унікальний досвід у цьому питанні.

Згідно з Законом України «Про електроенергетику» до об'єктів альтернативної енергетики належить і мала гідроенергетика. Освоєння потенціалу малих річок з використанням малих гідроелектростанцій (МГЕС) сприятиме вирішенню проблеми покращення енергозабезпечення місцевих громад.

5.1. Світові тенденції розвитку гідроенергетики

Світова гідроенергетика забезпечує, станом на 2023 рік, близько 16 % всього виробітку електричної енергії (рис. 5.1, табл. 5.1) і значно перевищує обсяги виробництва іншими відновлюваними джерелами (рис. 5.2). На поточний час гідроенергетика використовується в 160 країнах. Загальна встановлена потужність гідроелектричних станцій (ГЕС) енергетики складає близько 1407.7 ГВт, з них гідроаккумуляційні електростанції (ГАЕС) – 139.8 ГВт і автономні – 1.674 ГВт (табл. 5.2). Чинне кількісне значення коефіцієнта використання встановленої потужності гідроелектростанцій для різних регіонів світу наведено на рис. 5.3. Найбільша гідроелектростанція споруджена в Китайській народній республіці потужністю 22,5 ГВт. У більшості розвинених країн досягнуто високого рівня освоєння гідроенергетичних ресурсів.

ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ



Sources: Based on IEA (2020a), World Energy Statistics and Balances 2020 (database); IEA (2021c), Global Energy Review 2021; IEA (2020b), World Energy Outlook 2020.

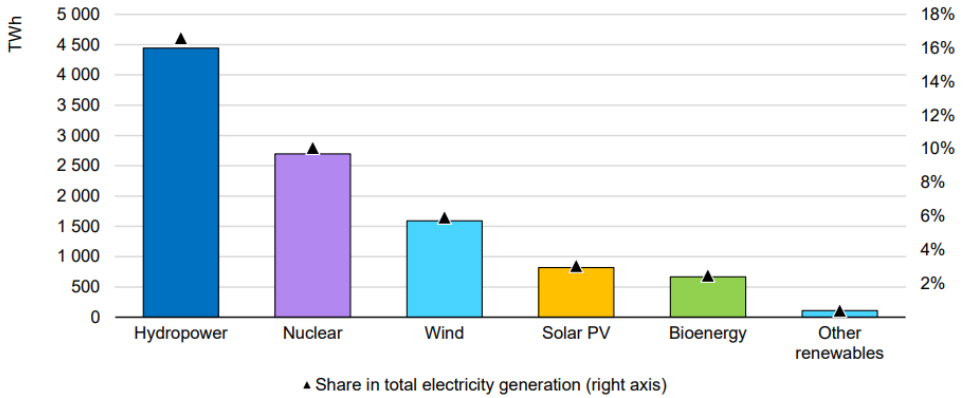
Рис. 5.1. Динаміка валового виробництва електроенергії за регіонами світу [2]

Таблиця 5.1. Обсяги виробництва електроенергії за регіонами світу [3]

TWh	2020	2021	2022	2025	Growth rate 2020-2021	Growth rate 2021-2022	CAAGR 2023-2025
Africa	707	747	758	856	5.7%	1.5%	4.1%
Americas	6 037	6 200	6 342	6 535	2.7%	2.3%	1.0%
of which United States	4 109	4 211	4 320	4 402	2.5%	2.6%	0.6%
Asia Pacific	12 118	13 045	13 479	15 428	7.7%	3.3%	4.6%
of which China	7 471	8 188	8 400	9 790	9.6%	2.6%	5.2%
Eurasia	1 234	1 309	1 332	1 349	6.1%	1.8%	0.4%
Europe	3 648	3 817	3 675	3 846	4.6%	-3.7%	1.5%
of which European Union	2 625	2 751	2 656	2 773	4.8%	-3.5%	1.4%
Middle East	1 115	1 162	1 192	1 268	4.2%	2.6%	2.1%
World	24 860	26 281	26 779	29 281	5.7%	1.9%	3.0%

Notes: CAAGR = compounded average annual growth rate. For the CAAGR 2023-2025 reported, end of 2022 data is taken as base year for the calculation. For the entire period European Union data is for the current 27 member states. Data for 2021 are preliminary; 2022 data are estimated; 2023 to 2025 are forecasts. Differences in totals are due to rounding.

ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

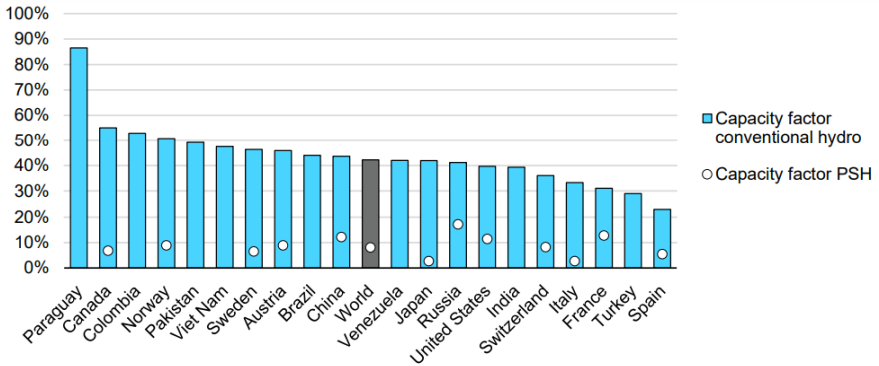


IEA. All rights reserved.

Рис. 5.2. Валове виробництво електроенергії за видами відновлюваних джерел енергії [2]

Таблиця 5.2. Встановлена потужність гідроелектростанцій у світі [4]

Регіони світу	Загальна встановлена потужність гідроенергетики, ГВт	Встановлена потужність відновлюваної гідроенергетики, ГВт	Встановлена потужність гідро-акумуляційних електростанцій (PSH), ГВт	Встановлена потужність автономної гідроенергетики, ГВт
Азія	630.243	544.103	86.141	1.29
Європа	225.729	196.858	28.871	
Північна Америка	200.280	183.363	16.918	
Південна Америка	180.844	179.870	0.974	0.136
Євросоюз	152.911	130.074	22.836	
Євразія	89.812	88.456	1.356	
Африка	40.278	37.082	3.196	0.158
Близький Схід	16.598	15.019	1.580	0.0013
Океанія	15.548	14.738	0.810	0.0772
Ц.Америка +Каріб. рег	8.442	8.416	0.006	0.0116
Разом	1407.7	1267.9	139.8	1.674



IEA. All rights reserved.

Note: PSH = pumped-storage hydropower.

Source: Based on IEA (2020a), *World Energy Statistics and Balances 2020* (database).

Рис. 5.3. Коефіцієнт використання встановленої потужності гідроелектростанцій для різних регіонів [2], (PSH – гідроакумулювальні електростанції)

Гідроенергетика України є невід’ємною частиною електроенергетичного комплексу країни і нині представлена двома каскадами великих ГЕС і ГАЕС, побудованими на річках Дніпро та Дністер, а також 182 малими ГЕС на їхніх притоках та іншому – дві ГЕС і ГАЕС. Ще одна велика ГАЕС (Ташлицька) та ГЕС (Олександрівська) споруджені на річці Південний Буг. Оригінальний проект гідроелектростанції з використанням перетоку води з однієї гірської річки в іншу, що протікають на різних горизонтах з перепадом висот у 210 м, реалізовано в Карпатах (Теребле-Ріцька ГЕС). Перелік та технічні параметри великих гідроелектростанцій в Україні наведено в табл. 5.3. У складі Об’єднаної енергосистеми України гідроелектростанції беруть участь у регулюванні добових графіків навантаження, покривають пікову частину графіка навантаження, використовуються як швидкодіючий аварійний та частотний резерви енергосистеми, працюють у режимі синхронного компенсатора з генеруванням або споживанням реактивної енергії. Інтенсивна експлуатація Дніпровських ГЕС протягом десятків років потребувала проведення реконструкції та модернізації гідро- та електроустаткування, яка проводилась в два етапи з 1996 року. На першому етапі в 1996–2005 роках модернізовано 26 гідроелектричних агрегатів, а на другому – 64 агрегати із залученням європейських та світових кредитних коштів.

Таблиця 5.3. Технічні параметри великих гідроелектростанцій в Україні [5]

Назва гідроелектростанції	Рік введення в експлуатацію	Потужність, МВт	Площа водосховища, км ²	Максимальний напір, м
Київська ГЕС	1965	440	922	11,8
Київська ГАЕС	1972	235,5	0,67	70
Канівська ГЕС	1972	482,5	642	15
Кременчуцька ГЕС	1959	632,9	2250	17
Середньодніпровська ГЕС	1964	388	567	12,5
Дніпровська ГЕС	1932, 1981	1547,3	410	38
Каховська ГЕС	1955	334,8	2150	16,4
Теребле-Ріцька ГЕС	1956	27	4,5	210
Дністровська ГЕС	1981	702	142	53
Дністровська ГЕС-2	1999	40,8	5,91	12
Дністровська ГАЕС	2009	1296*	3	150
Ташлицька ГАЕС	2006	453**	1,54	80
Олександрівська ГЕС	1999	11,5	4,4	12

**введено в експлуатацію, проектна потужність в генераторному режимі 2268 МВт,*

*** введено в експлуатацію, проектна потужність в генераторному режимі 906 МВт.*

У світі відсутня єдина класифікація визначення малих ГЕС (МГЕС) за значенням потужності. Зокрема, в Португалії та Ірландії верхня межа потужності МГЕС становить 10 МВт, у Греції прийнято 15 МВт, в Угорщині – 5 МВт, у Словенії – 1 МВт, у Сербії – 30 МВт, в Україні – 10 МВт. Проте межа в 10 МВт характерна для більшості країн світу. За даними організації з промислового розвитку ООН [6], глобальну встановлену потужність МГЕС для станцій до 10 МВт оцінено в 79,0 ГВт, а загальний відомий потенціал – у 222 ГВт. Таким чином, незважаючи на привабливість і переваги рішень МГЕС, значна частина світового потенціалу МГЕС залишається невикористаною (рис. 5.4). Інформація по країнах Європи наведена в табл. 5.4.

Річне зростання виробництва гідроенергії дещо сповільнилося останніми роками внаслідок меншої кількості потенційних проєктів та зменшення кількості гідроенергетичних ресурсів у зв'язку зі зміною клімату. Споруджується велика кількість мікро- та міні-ГЕС для утилізації потенціалу організованих водотоків технічних систем водопостачання і водовідведення, які розташовані на існуючих спорудах. У цьому разі досягаються мінімальні терміни окупності капіталовкладень, оскільки відсутня плата за воду як за природний ресурс, а електроенергія використовується для власного споживання і не оподатковується.

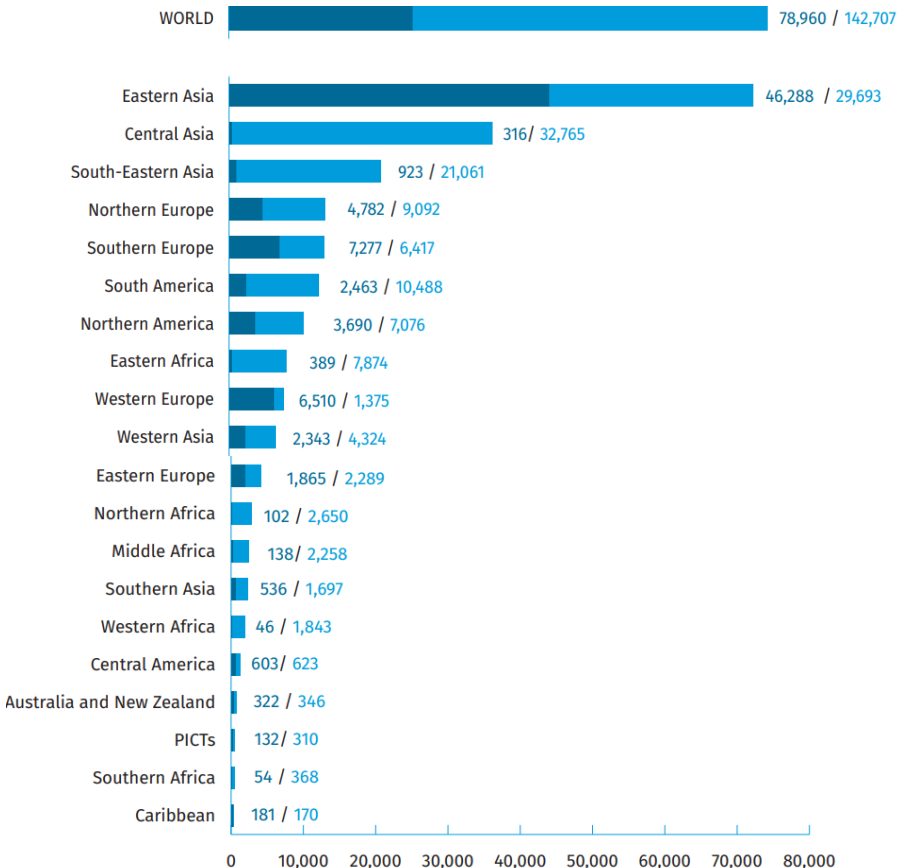


Рис. 5.4. Встановлена потужність та залишковий потенціал малої гідроенергетики (до 10 МВт) за регіонами світу [6]

Таблиця 5.4. Загальний потенціал та встановлена потужність МГЕС країн Європи [6]

Country	Local SHP definition	Installed capacity (local def.)	Potential capacity (local def.)	Installed (≤ 10 MW)	Potential (≤ 10 MW)
Austria	≤ 10 MW	1,521.6	1,780.0	1,521.6	1,780.0
Albania	≤ 15 MW	482.0	N/A	432.0	1,963.0
Belarus	≤ 10 MW	17.3	250.0	17.3	250.0
Belgium	≤ 10 MW	76.0	103.4	76.0	103.4
Bosnia & Herzegovina	≤ 10 MW	172.2	1,005.0	172.2	1,005.0
Bulgaria	N/A	N/A	N/A	494.7	580.7
Croatia	≤ 10 MW	45.7	100.0	45.7	100.0
Czech Republic	≤ 10 MW	353.0	465.0	353.0	465.0
Denmark	≤ 10 MW	7.0	9.8	7.0	9.8
Estonia	≤ 10 MW	8.0	10.0	8.0	10.0
Finland	≤ 10 MW	297.5	585.5	297.5	585.5
France	≤ 10 MW	2,200.0	2,615.0	2,200.0	2,615.0
Germany	N/A	N/A	N/A	1,674.0	1,830.0
Greece	≤ 15 MW	247.2	2,000.0	N/A	N/A
Hungary	≤ 5 MW	17.1	28.0	N/A	N/A
Iceland	≤ 10 MW	66.1	3,742.0	66.1	3,742.0
Ireland	≤ 10 MW	58.5	70.7	58.5	70.7
Italy	≤ 10 MW	3,648.4	7,073.0	3,648.4	7,073.0
Latvia	≤ 10 MW	28.0	96.0	28.0	96.0
Lithuania	≤ 10 MW	26.9	57.9	26.9	57.9
Luxembourg	≤ 10 MW	25.3	44.0	25.3	44.0
Moldova	N/A	N/A	N/A	0.3	7.2
Montenegro	≤ 10 MW	34.7	97.5	34.7	97.5
Netherlands	≤ 10 MW	13.0	N/A	13.0	N/A
North Macedonia	≤ 10 MW	111.4	258.0	111.4	258.0
Norway	≤ 10 MW	2,924.0	7,162.0	2,924.0	7,162.0
Poland	N/A	N/A	N/A	291.7	1,500.0
Portugal	≤ 10 MW	415.0	750.0	415.0	750.0
Romania	≤ 10 MW	321.0	730.0	321.0	730.0
Russia	≤ 30 MW	852.9	825,844.6	168.4	N/A
Serbia	≤ 30 MW	N/A	N/A	109.0	N/A
Slovakia	≤ 10 MW	81.6	145.0	81.6	145.0
Slovenia	≤ 1 MW	N/A	N/A	164.0	180.0
Spain	≤ 10 MW	2,145.0	2,158.0	2,145.0	2,158.0
Sweden	≤ 10 MW	961.0	N/A	961.0	N/A
Switzerland	≤ 10 MW	1,000.0	1,500.0	1,000.0	1,500.0
Ukraine	≤ 10 MW	119.6	280.0	119.6	280.0
United Kingdom	≤ 10 MW	405.0	1,179.0	405.0	1,179.0

В Україні побудована перша мала гідроелектростанція потужністю 198 кВт на зворотних водах Супрунівських очисних споруд у Полтавській обл., що функціонує за умовами «зеленого» тарифу в складі електроенергетичної системи [7].

Малі ГЕС вважаються інвестиційно привабливими об'єктами для установ кредитування. Їх ефективність підтверджена значним досвідом проєктування, спорудження й експлуатації. Наприклад, банківськими установами Німеччини спорудження малих ГЕС кредитувалось на 50–70 % загальних витрат під 6,25–6,75 % річних протягом 10–20 років із затримкою виплати кредитів до 2–3 років на термін будівництва. Ці умови дозволили практично використати весь досяжний гідроенергетичний потенціал МГЕС Німеччини. Законодавчо визначені також правила приєднання малих ГЕС до розподільних електричних мереж різних форм власності.

5.2. Етапи становлення та сучасний стан малої гідроенергетики України

На території України протікає 63 119 річок і струмків загальною довжиною понад 206 тис. км. З них 93 % (60 тис.) є дуже малими (довжиною менше 10 км). Малих річок довжиною понад 10 км налічується 219, а їхня загальна довжина становить близько 74 тис. км. Середніх річок нараховується 81 із загальною довжиною в межах України 15 488 км [8]. Такі характеристики річок як густина річкової мережі, величина стоку, водоносність, сезонні та багаторічні зміни залежать від клімату, рельєфу, геологічної основи, рослинного покриву, культурного освоєння та забудови місцевості, водокористування.

Бурхливий розвиток гідроенергетики в Україні розпочався на початку ХХ століття. Будівництво ГЕС започатковано в 1923 році. До цього часу водна енергія використовувалася на гідромеханічних установках. Була тільки одна ГЕС на річці Південний Буг у Тиврові, побудована в 1912 році.

У 1924 році експлуатувалися 84 малі ГЕС загальною потужністю 4000 кВт. Першою великою ГЕС була Дніпровська ГЕС, будівництво якої розпочали 1927 року, в межах програми індустріалізації СРСР. У 1938 році її потужність була доведена до 560 МВт. Вона залишилась найпотужнішою серед усіх електростанцій СРСР до Другої світової війни.

Також були збудовані Вознесенська і Первомайська гідроелектростанції на річці Південний Буг потужністю близько 1000 кВт кожна, Буцька – 565 кВт і низка інших.

З 1939 року в Україні починається будівництво дрібних колгоспних гідроелектростанцій. За два роки їх було побудовано 78, потужністю в 15–50 кВт кожна [9]. XVIII з'їзд ВКП (б) у 1939 році прийняв рішення широко розгорнути будівництво дрібних колгоспних гідроелектростанцій.

У період 1939–1940 рр. малі ГЕС будувалися переважно з використанням готових споруд, гребель млинових будівель та іноді навіть турбін, що стоять на млинах. Новими ГЕС у цей період була Боярська станція

в Київській обл. (15 кВт), Литвиновецька ГЕС у Сумській обл. (35 кВт), Будищанська ГЕС (60 кВт) у Чернігівській обл. та інші [10].

Протягом наступних 40 років відбулося повне зарегулювання Дніпра в межах України за рахунок будівництва шести великих ГЕС.

До початку Другої світової війни в УРСР нараховувалося близько 100 малих сільських гідроелектростанцій із загальною потужністю до 9000 кВт. За час німецької окупації значна частина цих гідроелектростанцій була зруйнована. Відновлення сільських гідроелектростанцій розпочато з перших днів визволення території. Знову було розпочато будівництво Скибинецької ГЕС в Київській обл., де встановлювалася нова турбіна при раніше існуючому млині [10].

У 1945–1946 рр. в Україні введено в експлуатацію 293 малі ГЕС, загальною потужністю 5180 кВт.

Закон про «П'ятирічний план відновлення і розвитку народного господарства СРСР», який був прийнятий у березні 1946 року, визначав програму будівництва малих ГЕС на території УРСР на п'ятирічку 1946–1950 рр. загальною потужністю 203 тис. кВт.

З 1946 року спостерігається вже масовий пуск малих ГЕС, причому мали місце нові моменти, що відрізняли хід будівництва цього року від усіх попередніх років. На початок 1946 року в Україні було зареєстровано більше 2600 колгоспних і державних водяних млинів із загальною потужністю (без млинів Закарпатської обл.) близько 30 тис. кВт, з яких значна потужність приходить на млини, обладнані турбінами, хоча за кількістю переважно більшість млинів обладнано водяними колесами [9]. У Вінницькій обл., де за сім місяців 1946 року введено в дію 140 малих ГЕС, будівництво здійснюється, здебільшого пристосуванням існуючих млинів. На млині встановлюється електрогенератор потужністю 3–50 кВт, і від нього будують електромережу. Рідше встановлюється нова турбіна і ще рідше зводяться нові гідроспоруди. У західних регіонах України на деяких річках стояли десятки водяних млинів, оснащених малими генераторами потужністю 5–25 кВт. Це були найпростіші мікро ГЕС з клиноремінною, плоскопасовою і зубчастими передачами від гідроприводу до генератора, з найпростішим регулюванням обертів і напруги. Вони забезпечували переважно автономне місцеве навантаження. У Сталінській області (нині Донецька обл.), де раніше не було водяних млинів, було розгорнуто будівництво нових гідроелектростанцій на 10–14 об'єктах.

Необхідно відмітити, що установка на млинах малопотужних електрогенераторів не дала бажаного ефекту з електрифікації сільського господарства. Такі генератори забезпечували тільки освітлення, цього було недостатньо. Спорудження ж малих ГЕС відіграло позитивну роль завдяки можливостям розвитку і будівництву електромереж [10].

Нові, потужніші станції проєктувалися і споруджувалися в 50-ті роки. На Закарпатті було побудовано близько 30 невеликих ГЕС, зокрема: Усть-Чорнянська (400 кВт), Углянська (250 кВт), Тур'є-Реметська (360 кВт),

Діловська, Киритська, Ставнянська та ін. Відновлені Ужгородська (1900 кВт) і Оноківська (2650 кВт) ГЕС. На основі Корсунь-Шевченківської (1650 кВт), Стеблівської (2800 кВт) і Дибненської ГЕС (560 кВт) була створена і функціонувала перша в Україні місцева сільська енергосистема, до складу якої входила також Юрківська ТЕС (2000 кВт). Побудовані Ладизинська і Глибочанська малі ГЕС потужністю 7500 кВт кожна.

У 1949–1955 рр. побудовано Теремле-Ріцьку гідроелектростанцію потужністю 27 МВт, а перший промисловий струм одержано 1956 року.

Усього на початок 1960-х в Україні налічувалося близько 956 малих ГЕС загальною потужністю 30 тис. кВт.

У 60–70-х рр. розроблялись проекти будівництва двох великих гідровузлів на Дністрі (Дністровська ГЕС-1, ГЕС-2, Дністровська гідроакумулювальна електростанція) та Південному Бузі у складі Південноукраїнського енергокомплексу (Ташлицька ГАЕС, Костянтинівська ГЕС-ГАЕС, Олександрівська ГЕС). Будівництво Дністровської та Ташлицької ГАЕС відбувалось частинами і продовжується донині.

Але надалі, зі створенням потужних об'єктів атомної й теплової енергетики, мала гідроенергетика стала занепадати. Зростання централізації енергопостачання, низькі ціни на паливо та електроенергію для відомств і підприємств, на балансі яких перебували малі ГЕС – це причини, через які станції втратили свою доцільність, почалась їх консервація та стихійний демонтаж.

Сотні малих ГЕС були закинуті, гребельні споруди зруйновані. Будівлі станцій стали використовуватись під склади або для інших господарських потреб, що призвело до дренажу дамб, деформації щитів; стали непридатними підйомні механізми. Дериваційні канали заросли лісом, були засипані або забудовані, водойми замулені, греблі використовувались тільки як мостові переходи.

Водночас будувалися досить потужні іригаційні системи без урахування можливості спорудження на них гідрогенерувальних об'єктів. У процесі гідромеліоративного будівництва в Україні передбачалося на 100 водосховищах побудувати малі ГЕС, однак не було споруджено жодної.

Варто відзначити, що падіння попиту на малі ГЕС визначило потребу в маневрових потужностях у вигляді великих ГЕС та ГАЕС, які мають змогу перекривати пікові навантаження енергосистеми в години нічних «провалів». Першою була побудована Київська ГАЕС потужністю 235,5 МВт (1972 р.). Було розпочато розробку проєктів таких ГАЕС: Ташлицької, Дністровської, Канівської. Проте після Чорнобильської катастрофи ставлення до атомної енергетики різко змінилося, що позначилось також і на ставленні до ГАЕС, які проєктувались як супутники АЕС для згладжування графіків навантаження.

Відновлення проєктів ГАЕС відбулося наприкінці 1990-х та на початку 2000-х років [11].

До кінця 1980-х збереглося всього 49 малих станцій, і до 1995 року малою гідроенергетикою в Україні практично ніхто не займався. Тільки в 1996 році з'явилися перші ентузіасти, що виявили до неї інтерес.

У період 2000–2006 рр. в Україні почався процес реконструкції малих ГЕС, причому без використання бюджетних коштів. Реконструйовані і відновлені Корсунь-Шевченківська (1650 кВт), Снятинська (800 кВт), Сандрацька (640 кВт), Юрпільська (550 кВт), Гордашівська (400 кВт), Коржівська (400 кВт), Кунцівська (400 кВт), Остап'ївська (375 кВт), Сухобарівська (330 кВт), Гальжбіївська (250 кВт), Петрашівська (250 кВт), Сиднівська (230 кВт), Лисянська (200 кВт) малі ГЕС.

1 квітня 2009 року був прийнятий Закон України «Про внесення змін до Закону України «Про електроенергетику» щодо стимулювання використання альтернативних джерел енергії» № 1220/VI (який набрав чинності 22 квітня 2009 року). Прийнятим Законом визначено, що розмір «зеленого» тарифу встановлюється для кожного суб'єкта господарської діяльності, який виробляє електричну енергію з використанням альтернативних джерел енергії, щодо кожного виду альтернативної енергії та для кожного об'єкта електроенергетики. Завдяки введенню «зеленого» тарифу процес відновлення станцій став привабливішим, адже період окупності скоротився з 7–15 років до чотирьох років по деяких проєктах, а рентабельність збільшилася з 8–10 % до 30 %. Тільки за 2009 рік в Україні введено в експлуатацію дві малі ГЕС: Лоташівська в Черкаській обл. потужністю 315 кВт та Яблунецька потужністю 1000 кВт в Чернівецькій обл. [12]. Зовнішній вигляд деяких відновлених станцій показано на рис. 5.5–5.8.

Варто відзначити, що з 2010 року в Україні до малих ГЕС належать станції потужністю до 10 МВт включно [13, 14].

Згідно з Рішенням Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства D/2012/04/МС-ЕпС Україна взяла на себе зобов'язання досягти рівня 11 % енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії в загальній структурі енергопостачання країни. Сектор малої гідроенергетики відіграє важливу роль у досягненні цілей, визначених Європейським Співтовариством.

Станом на середину 2024 року в Україні діють 182 малі ГЕС загальною встановленою потужністю на рівні 122 МВт із середньорічним обсягом виробництва електроенергії близько 280 МВт*годин у рік. Кількісний розподіл станцій за областями країни наведено у табл.5.5.

Найбільше електроенергії виробляється малими ГЕС у Вінницькій області, де введено в експлуатацію 33 станції та розташовані дві найбільш потужні в Україні Глибочанська та Ладизинська малі ГЕС по 7500 кВт кожна.



Рис. 5.5. Лотапівська мала ГЕС (420 кВт)



Рис. 5.6. Сабарівська мала ГЕС (1050 кВт)



Рис. 5.7. Явірська мала ГЕС (450 кВт)



Рис.5.8. Ладизинська мала ГЕС (7500 кВт)

ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

Таблиця 5.5. Розподіл гідроенергетичних станцій по областях країни
(станом на 2024 рік)

Область	Малі ГЕС		Середньорічний обсяг виробництва електроенергії	
	Кількість	Загальна потужність, МВт	тис. МВт·год /рік	%
Вінницька	33	23,8	56,00	19,8
Закарпатська	13	16,0	39,10	13,82
Кіровоградська	11	16,2	37,97	13,42
Тернопільська	16	15,1	36,00	12,72
Хмельницька	32	9,2	21,21	7,49
Черкаська	12	8,2	18,44	6,52
Житомирська	19	4,7	10,73	3,79
Полтавська	11	5,0	11,88	4,19
Харківська	1	4,1	9,51	3,36
Івано-Франківська	6	3,7	8,56	3,02
Київська	6	3,6	7,81	2,76
Миколаївська	3	4,0	8,2	2,9
Сумська	4	1,5	4,00	1,41
Рівненська	3	1,4	3,12	1,1
Чернівецька	3	1,6	3,11	1,09
Донецька	1	0,94	2,00	0,70
Одеська	1	0,9	1,81	0,64
Львівська	3	0,72	1,55	0,55
Запорізька	1	0,48	1,00	0,35
Чернігівська	1	0,175	0,44	0,16
Херсонська	1	0,15	0,31	0,11
Дніпропетровська	1	0,13	0,27	0,1
Разом	182	121,6	283	100

5.3. Класифікація малих гідроелектростанцій

Згідно з вимогами чинного законодавства України в електроенергетичній сфері використовується така класифікація малої гідроенергетики за потужністю:

- *мала гідроелектростанція (мала ГЕС)* – гідроелектростанція, встановлена потужність якої становить більше 1 МВт, але не перевищує 10 МВт;
- *мінігідроелектростанція (міні-ГЕС)* – гідроелектростанція, встановлена потужність якої становить більше 0,2 МВт, але не перевищує 1 МВт;
- *мікрогідроелектростанція (мікро-ГЕС)* – гідроелектростанція, встановлена потужність якої не перевищує 0,2 МВт.

Терміносистеми щодо малої гідроенергетики стандартизовані в ДСТУ 7501:2014 «Гідроенергетика. Гідроелектростанції малі. Терміни та визначення понять» [1], який поширюється на гідроелектростанції, їхні робочі характеристики та складові частини.

Основною складовою гідроелектростанцій є гідротехнічні споруди, які призначені для використання природних водних ресурсів (грунтових вод, річок, озер, морів) або для попередження шкідливої дії води на навколишнє середовище (розлив берегів, повені, селі). За методом концентрації водного потоку гідроелектростанції розділяють на такі:

- безгреблева;
- греблева;
- дериваційна;
- греблево-дериваційна;
- руслова.

До гідротехнічних споруд та їх складових частин належать: машинна зала МГЕС, гребля, (огороджувальна) дамба, зрівняльний резервуар, закрив, шандор, водоскид та водозлив, верхній та нижній б'єфи, рибозахисна та рибопропускна споруди, та ін..

Гідроелектростанції також класифікують за призначенням:

- автономна;
- мережна;
- мобільна;
- плавуча;
- заглибна.

5.4. Охоронні аспекти та засади сталого використання природних ресурсів у нормативно-правовій базі України

В Україні державній охороні й регулюванню використання підлягають земля, надра, водні ресурси, ліси, поєззахисні й водоохоронні лісосууги, зелені насадження, типові краєвиди, курортні місцевості, рідкісні реліктові

тварини й рослини, визначні природні об'єкти, державні заповідники і заказники та їхній рослинний і тваринний світ, атмосферне повітря та інші природні багатства, які залучені до господарського обороту, а також які не експлуатуються. Заборонено господарську діяльність, яка може шкідливо вплинути на стан природних багатств, призвести до ерозії ґрунтів, забруднення й обміління водойм, забруднення повітря, знищення корисних тварин і рослин, зруйнування або пошкодження інших цінних об'єктів природи. Організацію заходів щодо охорони природи та нагляд за їх проведенням здійснюють місцеві органи влади, відомства, інспекції, громадські організації.

Питання екологічного характеру щодо спорудження та експлуатації малих ГЕС вирішуються з огляду на відповідність стадій проектування, будівництва, реконструкції та функціонування ГЕС всім екологічним міжнародним і національним правовим документам, які були підписані уповноваженими представниками України.

Обов'язковою умовою законності ГЕС є наявність дозволів на реконструкцію, будівництво та роботу. ГЕС повинна відповідати і не суперечити принципам та умовам таких документів:

1. Рамкова конвенція про охорону та сталий розвиток Карпат [15] та Протокол до Рамкової конвенції про збереження і стале використання біологічного та ландшафтного різноманіття [16];
2. Бернська конвенція [17];
3. Європейська ландшафтна конвенція [18];
4. Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища» [19];
5. Водний кодекс України [20];
6. Земельний кодекс України [21];
7. Лісовий кодекс [22].

Одним з перших документів галузі охорони навколишнього середовища стала «Конвенція про охорону дикої флори та фауни і природних середовищ існування в Європі» (Бернська конвенція). Конвенція була відкрита для підписання на 3-й Європейській конференції міністрів навколишнього середовища в Берні 19 вересня 1979.

Ця Конвенція має на меті охорону дикої флори та фауни і їхніх природних середовищ існування, особливо тих видів і середовищ існування, охорона яких вимагає співробітництва декількох держав, а також сприяння такому співробітництву. Особлива увага приділяється видам, яким загрожує зникнення, та вразливим видам, включно з мігруючими видами.

Згідно з главою II Конвенції, договірні Сторони у своїй політиці планування забудови і розвитку територій враховують потреби охорони природних територій для того, щоб уникнути будь-якої деградації таких територій або в міру можливості звести її до мінімуму.

Також не можна забувати, що не вся територія країни (або окремого регіону) може бути використана для розміщення навіть такого екологічно чистого об'єкту як мала ГЕС.

Відносини в галузі охорони навколишнього природного середовища в Україні регулюються Законом «Про охорону навколишнього природного середовища», а також розробленими відповідно до нього земельним, водним, лісовим кодексами, законодавством про надра, про охорону атмосферного повітря, про охорону й використання рослинного і тваринного світу та іншими. Закон визначає правові, економічні та соціальні основи організації охорони навколишнього природного середовища в інтересах нинішнього і майбутніх поколінь.

При будівництві, реконструкції та модернізації ГЕС потрібно дотримуватися основних принципів охорони навколишнього природного середовища:

- пріоритетність вимог екологічної безпеки, нормативів та лімітів використання природних ресурсів при здійсненні господарської, управлінської та іншої діяльності;
- гарантування екологічного середовища для життя і здоров'я людей;
- запобіжний характер заходів щодо охорони навколишнього природного середовища;
- екологізація матеріального виробництва на основі комплексності рішень у питаннях охорони навколишнього природного середовища, використання та відтворення відновлюваних природних ресурсів, широкого впровадження новітніх технологій;
- збереження просторової та видової різноманітності і цілісності природних об'єктів і комплексів;
- науково обгрунтоване узгодження екологічних, економічних та соціальних інтересів суспільства на основі поєднання міждисциплінарних знань екологічних, соціальних, природних і технічних наук та прогнозування стану навколишнього природного середовища;
- обов'язковість надання висновків державної екологічної експертизи (більш детально у розділі VI Закону);
- гласність і демократизм при прийнятті рішень, реалізація яких впливає на стан навколишнього природного середовища, формування у населення екологічного світогляду;
- обгрунтоване нормування впливу господарської та іншої діяльності на навколишнє природне середовище;
- компенсація шкоди, заподіяної порушенням законодавства про охорону навколишнього природного середовища;
- вирішення питань охорони навколишнього природного середовища та використання природних ресурсів з урахуванням ступеня антропогенної

змінності територій, сукупної дії факторів, що негативно впливають на екологічну обстановку;

- поєднання заходів стимулювання і відповідальності у справі охорони навколишнього природного середовища;
- вирішення проблем охорони навколишнього природного середовища на основі широкого міждержавного співробітництва.

Порушення законодавства України про охорону навколишнього природного середовища тягне за собою встановлену цим законом та іншим законодавством України дисциплінарну, адміністративну, цивільну і кримінальну відповідальність. Застосування заходів дисциплінарної, адміністративної або кримінальної відповідальності не звільняє винних від компенсації шкоди, заподіяної забрудненням навколишнього природного середовища та погіршення якості природних ресурсів.

Для охорони та сталого розвитку Карпат, зокрема поліпшення якості життя, зміцнення місцевих економік та громад, збереження природних цінностей та культурної спадщини 7 квітня 2004 року була ратифікована «Рамкова конвенція про охорону та сталий розвиток Карпат».

Підписавши цю Конвенцію, влада України вживає відповідних заходів для того, щоб забезпечувати високий рівень охорони та сталого використання природних та напівприродних середовищ існування, їхню цілісність і взаємозв'язок, а також видів флори і фауни, характерних для Карпат.

Розробляючи програми та політику просторового планування, особливу увагу доцільно зосередити на:

- збереженні та сталому використанні природних ресурсів;
- запобіганні транскордонному впливу забруднення;
- інтегрованому плануванні землекористування та проведенні оцінки впливу на довкілля.

Щодо розвитку енергетичної галузі в Конвенції передбачено проводити політику, спрямовану на запровадження екологічно безпечних методів виробництва, розподіл та використання енергії зі зменшенням негативного впливу на біорізноманіття та ландшафти, включно з ширшим використанням відновлюваних джерел енергії та енергозберігаючих технологій.

1 липня 2006 року Україна ратифікувала «Європейську ландшафтну конвенцію». Ця Конвенція застосовується щодо всієї території Сторін і охоплює природні, сільські, міські та приміські території разом із землями, внутрішніми водами та морськими акваторіями. Цілями є сприяння охороні, регулюванню та плануванню ландшафтів, а також організація європейської співпраці з питань ландшафту.

Всі вищенаведені документи докладно розглядаються при розробці розділу «Оцінка впливів на навколишнє середовище» (ОВНС) проєктної документації МГЕС [23, 24]. Основні завдання ОВНС:

- розгляд і оцінка екологічних, соціальних і техногенних факторів, санітарно-епідемічної ситуації конкурентно-можливих альтернатив (у тому числі технологічних і територіальних) планованої діяльності та обґрунтування переваг вибраної альтернативи та варіанта розміщення;
- визначення переліку можливих екологічно небезпечних впливів (далі – впливів) і зон впливів планованої діяльності на навколишнє середовище за варіантами розміщення (якщо рекомендується подальший розгляд декількох);
- визначення масштабів та рівнів впливів планованої діяльності на навколишнє середовище;
- прогноз змін стану навколишнього середовища відповідно до переліку впливів;
- визначення комплексу заходів щодо попередження або обмеження небезпечних впливів планованої діяльності на навколишнє середовище, необхідних для дотримання вимог природоохоронного та санітарного законодавств і інших законодавчих та нормативних документів, які стосуються безпеки навколишнього середовища;
- визначення прийнятності очікуваних залишкових впливів на навколишнє середовище, що можуть бути за умови реалізації всіх передбачених заходів.

Природоохоронні положення малої гідроенергетики наведені також у міжнародному документі «Керівні принципи розвитку гідроенергетики», затвердженому 18-19 червня 2013 року в м. Сараєво (Боснія і Герцеговина) на зустрічі Міжнародної комісії з захисту річки Дунай. Ці принципи ґрунтуються на критеріях екологічної цінності території. Керуючись цим документом, громадські та екологічні організації України розробили «Критерії і принципи вибору місць для будівництва малих ГЕС на гірських річках Карпат», які пройшли апробацію на громадських слуханнях і обговореннях [25].

Станом на 2020 рік Державний кадастр територій та об'єктів природно-заповідного фонду України містить понад вісім тисяч захищених ділянок місцевості загальною площею 4,3 млн га (6,6 % загальної площі країни), в тому числі 19 природних і 5 біосферних заповідників, 49 національних парків, 81 регіональний ландшафтний парк, 3441 пам'ятку природи, 3167 заказників, 600 ботанічних садів і пам'яток паркового мистецтва, 812 заповідних урочищ [26]. Забезпечення реалізації державної політики в галузі використання та охорони земель входить до повноважень обласних адміністрацій.

5.5. Гідроенергетичний потенціал малих річок України

Повномасштабне уточнення гідроенергетичного потенціалу малих річок на території сучасної України після 1960 року не проводилося [27]. Результати його оцінки на початок 2000-х років висвітлено в [28]. Пізніше

суттєво змінилась нормативно-правова база малої гідроенергетики України в природоохоронній та енергетичній сферах [29]. Згідно з положеннями ДСТУ 7501:2014 [1] поняття гідроенергетичного потенціалу формулюється так:

- **природний потенціал малої гідроенергетики** – енергетичний еквівалент запасів гідравлічної енергії, зосереджений у джерелах малої гідроенергетики (кВт·годин за рік);

- **технічний потенціал малої гідроенергетики** – частина природного потенціалу, яку можуть використати малі гідроелектростанції з урахуванням соціально-екологічних вимог (сукупність нормативно-правових та нормативно-технічних актів з охорони та поліпшення природних, соціальних і техногенних умов існування людського суспільства);

- **економічний потенціал малої гідроенергетики** – частина технічного потенціалу, використання якого економічно доцільне для заданого проміжку часу.

Інститутом відновлюваної енергетики НАН України досліджувались лише природний та технічний потенціали. Під час проведення досліджень були враховані соціально-екологічні вимоги та природоохоронні обмеження.

Природоохоронні обмеження на використання гідроенергетичного ресурсу річки були зведені до двох типів, а саме [29]:

- обмеження на використання території для спорудження гідроелектростанцій (національні природні парки, заповідники, пам'ятки природи, місця покладів корисних копалин та мінеральних вод, історико-культурні території, земельні ділянки спеціального призначення);

- обмеження на використання води для виробництва електроенергії малою ГЕС (санітарний попуск, безперервне функціонування рибоходів, межень, повені та паводки, оперативні заходи з регулювання водного потоку через гідроспоруди).

У процесі досліджень вводились також обмеження на використання гідроенергетичних ресурсів малих річок за ухилом вертикального профілю, з метою унеможливлення затоплення значних територій у разі спорудження ГЕС. Практика будівництва гідроелектростанцій засвідчила, що недоцільно розташовувати малі ГЕС близько до місця впадіння річки. У цих місцях об'єм води достатньо великий, але перепад висот – малий. Будівництво верхнього б'єфу призводить до затоплення великих площ земель, а насипання дамби – до великих витрат на матеріали для будівництва. Наприклад, перепад висот ділянки річки Південний Буг від смт Олександрівка до м. Миколаїв становить всього 3 м при довжині 147 км. Тобто ухил річки на цій ділянці 0,02 м/км. Схожі властивості має ділянка на річці Західний Буг від с. Литовеж до с. Кошари. Перепад висот ділянки становить 27 м, а довжина ділянки – 240 км. Ухил річки на цій ділянці – 0,11 м/км. Інші річки на рівнинній території мають схожі властивості. Так, річка Сіверський Донець має досить малий ухил у розмірі 0,1 м/км. Довжина р. Сіверський Донець на території України –

близько 745 км, а перепад висот – всього 76 м. Середні витрати води річки – понад 55 м³/с. Але цей об'єм води за малого ухилу не становить інтересу для спорудження малої ГЕС. Показовою річкою на рівнинній території, на якій споруджено декілька малих ГЕС, є річка Псел із середнім ухилом 0,13 м/км. На основі виконаного аналізу було прийнято в подальших розрахунках таке значення мінімального ухилу ділянки річки:

$$H/L \geq 0,12 \text{ м/км.}$$

Досліджувалися ділянки річок з витратами води в межах (2–150) м³/с, що залежно від типу конструкції ГЕС (гребельна, дериваційна) відповідає потужності станції в межах 50 кВт–10 МВт.

Кожну річку також аналізували на відповідність вимог екологічно-правової бази стосовно будівництва малої ГЕС. Наприклад, річка Лімниця, яка протікає по території Івано-Франківської області і є правою притокою Дністра, характеризується унікальною чистотою води, де у великих кількостях водиться форель та інші види риб, занесені до Червоної книги [30]. На деяких річках виключенню підлягали лише певні ділянки. Наприклад, на річці Стрий біля смт Верхнє Синьовидне під час інженерних вишукувань були знайдені поклади мінеральної води. Згідно з умовами законодавчої бази з охорони навколишнього середовища будівництво ГЕС на таких ділянках заборонено, тому вони повинні бути вилучені з розрахункових досліджень.

Визначення стоку води на кожній *j*-й ділянці річки здійснювалося за результатами спостережень на пунктах вимірювань або з використанням модуля стоку й відповідної водозбірної поверхні [31]. Для розрахунку перепаду висот вертикального профілю (рис. 5.9) і площі водозбірної поверхні ділянки річки застосовувалися сучасні методи інженерної гідрології та комп'ютерних технологій на основі цифрових топографічних карт (рис. 5.10), які отримані завдяки аерокосмічному зондуванню земної поверхні.

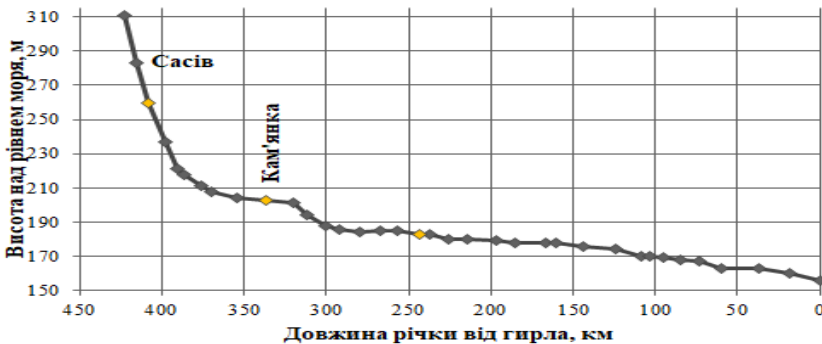


Рис. 5.9. Приклад побудови профілю малої річки

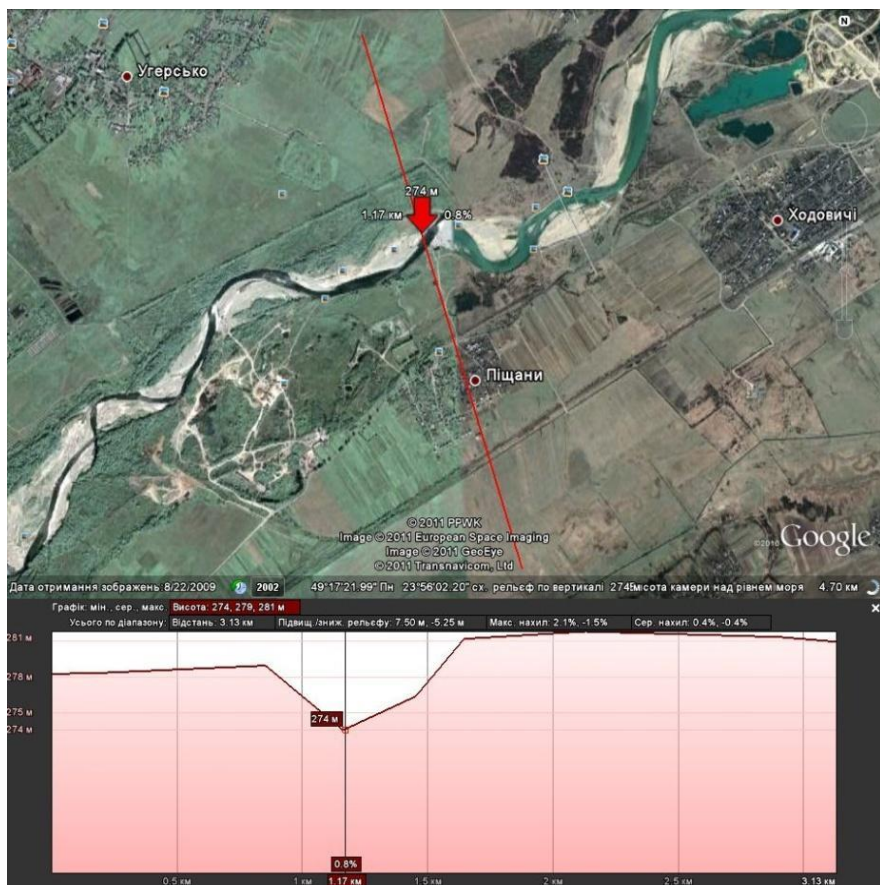


Рис. 5.10. Зразок побудови поперечного профілю рельєфу в площині, перпендикулярній до течії малої річки

Наведені вище обмеження на використання води для виробництва електроенергії малою ГЕС враховувалися в роботі шляхом застосування імовірнісного підходу до визначення рівнів забезпеченості відповідних витрат води стоку річки [32], а обмеження на використання територій для будівництва станцій – відповідним вибором критеріїв екологічної цінності передбачуваних територій.

Розрахункові дослідження проводилися для всієї території України, яка була умовно розділена на шість гідрологічних зон (рис. 5.11) згідно з рекомендаціями [33].



Рис. 5.11. Розподіл території країни на гідрологічні зони

Для кожної гідрологічної зони розраховувався природний потенціал стоку (E_{np}) всіх малих річок відповідно до виразу [32]:

$$E_{np} = gT\eta \sum_{j=1}^M \left[k_{ej} \cdot k_{Hj} \cdot H_j \int_{Q_{jmin}}^{Q_{jmax}} \left(\frac{1}{L_j} \int_{l_{jn}}^{l_{jk}} Q'_j dl_j \right) f(Q'_j) dQ'_j \right], \quad (5.1)$$

де g – прискорення вільного падіння, m/c^2 ; T – кількість годин у році, год;

η – коефіцієнт корисної дії станції; M – кількість ділянок відносно витоків,

на які розділено вертикальний профіль; k_{ej}, k_{Hj} – значення критеріїв екологічної цінності території та критеріїв нахилу вертикального профілю;

l_j, L_j, H_j – координати протяжності на ділянці, довжина ділянки, перепад

висот на ділянці, м; Q_{jmin}, Q_{jmax} – мінімальне та максимальне значення витрат

води для виробництва електроенергії, m^3/c ; Q'_j – витрати води за

результатами строкових спостережень на j -й ділянці річки, m^3/c ; $f(Q'_j)$ –

диференційна щільність річного ймовірного розподілу витрат води; l_{jn}, l_{jk} –

значення координати початку та кінця j -ї ділянки річки. Розрахунки природного потенціалу річки здійснювалися за умов: $Q_{jmax} > Q'_j > Q_{jmin}$;

$\eta = 1,0$; $k_{ej} = 1$; $k_{Hj} = 1$; $p = 1,0$,

які знімають обмеження на використання води та територій для спорудження ГЕС.

Для всіх гідрологічних зон були систематизовані характеристики стоку малих річок за весь період спостережень з урахуванням прийнятих обмежень. Розрахунки виконувались з використанням гідрологічної інформації по 273 пунктах виміру середньорічних витрат стоку малих річок, яка отримана від Центральної геофізичної обсерваторії Державної служби України з надзвичайних ситуацій (ЦГО) за період спостережень 1950–2010 рр. [34], та була доповнена іншими довідниковими даними [35–37]. Загальна кількість гідрологічних пунктів дорівнювала 320, а кількість досліджуваних річок – 166 одиниць.

Проведені за цим методом розрахункові дослідження технічного потенціалу гідроенергетичних ресурсів малих річок на всій території країни дозволили визначити його значення на рівні 1270 млн кВт·год/рік (близько 375 МВт встановленої потужності малих ГЕС). Розподіл потенціалу за гідрологічними зонами зображено на рис. 5.12.

Найбільший технічний потенціал гідроенергетичних ресурсів малих річок зосереджений у Карпатському регіоні (76 %). Другою за обсягом гідроенергетичного потенціалу є Правобережно-Дніпровська гідрологічна зона (13 %). На лівобережній частині країни потенціал становить 7 %.

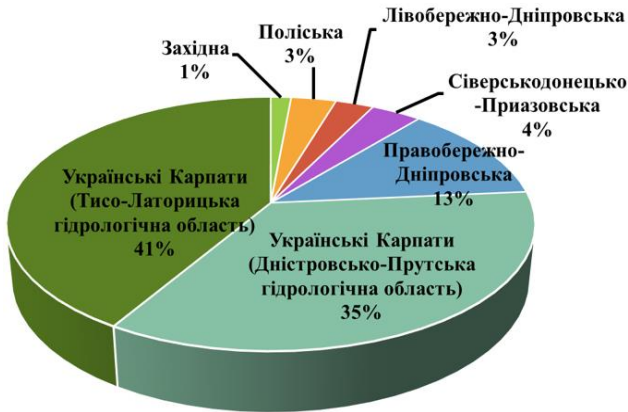


Рис. 5.12. Розподіл технічного гідроенергетичного потенціалу малих річок за гідрологічними зонами

До малоперспективних територій для розвитку малої гідроенергетики відносяться Західна та Поліська гідрологічні зони (разом 4 %).

Розподіл технічного потенціалу гідроенергетичних ресурсів малих річок та введених в експлуатацію малих ГЕС за адміністративно-територіальним устроєм країни наведено в табл. 5.6.

Для низки областей, зокрема Вінницької, Запорізької, Київської, Кіровоградської, Миколаївської, Тернопільської, Хмельницької, Черкаської технічний потенціал гідроенергетичних ресурсів малих річок освоєний на рівні близько 70 %, тому суттєве збільшення встановленої потужності малих ГЕС на цих територіях малоімовірне. Перспективними територіями для спорудження нових малих ГЕС можна вважати Закарпатську, Івано-Франківську, Львівську та Чернівецьку області.

5.6. Перспективи подальшого розвитку малої гідроенергетики України

Планові показники розвитку малої гідроенергетики визначені в Енергетичній стратегії України до 2030 року. Основні задачі такі:

- першочергове відновлення малих гідроелектростанцій з гідроспорудами, що збереглися;
- реконструкція діючих малих гідроелектростанцій;
- спорудження нових малих ГЕС на існуючих водосховищах господарського призначення;
- будівництво нових малих ГЕС на річках Тисі, Дністер та їх притоках з метою комплексного вирішення проблем енергозабезпечення західних областей та захисту прилеглих територій від повеней;

ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

- типізація проектних рішень для нових малих ГЕС, що дозволить максимально використовувати одностипне обладнання та зменшити капіталовкладення під час спорудження.

Таблиця 5.6. Потенціал гідроенергетичних ресурсів малих річок

Область	Технічний потенціал, млн кВт·год/рік	Освоєно (2024 р.)	
		млн кВт·год/рік	%
АР Крим	3,0	0,0	0,00
Вінницька	82,775	56,00	67,65
Волинська	3,5	00	0,0
Дніпропетровська	7	0,27	3,86
Донецька	15,75	2,00	12,7
Житомирська	27,3	10,73	39,3
Закарпатська	438,9	39,10	8,91
Запорізька	1,54	1,04	67,5
Івано-Франківська	196,175	8,56	4,4
Київська	10,99	7,81	71,0
Кіровоградська	53,2	37,97	71,37
Луганська	7	0,00	0,00
Львівська	152,95	1,55	1,01
Миколаївська	10,5	8,2	78,1
Одеська	4,9	1,81	36,94
Полтавська	22,05	11,88	53,9
Рівненська	9,8	3,12	31,84
Сумська	7,7	4,00	51,95
Тернопільська	42,35	36,00	85,00
Харківська	33,25	9,51	28,6
Херсонська	2,45	0,31	12,65
Хмельницька	29,4	21,21	72,14
Черкаська	28	18,44	65,86
Чернівецька	79,8	3,11	3,9
Чернігівська	1,92	0,44	22,92
ВСЬОГО	1272	283	22,25

Слід наголосити на важливому значенні будівництва малих ГЕС на р. Тиса, верхньому Дністрі та їхніх притоках, що мають найбільший неосвоєний потенціал гідроресурсів. Водночас цей регіон має низьку питому вагу споживання власного енерговиробництва, що змушує передавати сюди зі значними втратами електроенергію від вугільних ТЕС, що забруднюють довкілля. Крім того, будівництво цих ГЕС могло б сприяти вирішенню проблеми протиповеневого захисту територій. Так, згідно з документом «Схема комплексного використання водних ресурсів р. Тиси» (Укргідропроект, 1993 р.) при будівництві гідроелектростанцій може бути захищено 28 населених пунктів (зокрема Берегове, Хуст, Тячів і ін.), а також більше 5400 га прилеглих територій і сільгоспугідь.

Довгострокові переваги спорудження та експлуатації малих ГЕС такі:

- зниження паливної складової в енергосистемі;
- зниження техногенного навантаження на довкілля завдяки зменшенню використання органічного та ядерного палива;
- зниження темпів використання вичерпних енергетичних ресурсів;
- отримання податкових зборів до місцевих бюджетів;
- забезпечення зайнятості населення;
- відтворення природних ландшафтів та акваторій водотоків.

Загальний обсяг інвестицій для реалізації планових показників розвитку малої гідроенергетики України оцінюється на рівні 2–2,5 млрд доларів США. Тому розвиток малих ГЕС, як одного з ефективних видів відновлюваних джерел енергії, потребує створення умов та розробки заходів для залучення недержавних інвестицій.

Наповнення заходів повинно здійснюватись з урахуванням положень Директив Європейського Парламенту та Ради Європи № 2001/77/ЄС від 27.09.2001 та № 2003/54/ЄС від 26.06.2003, що визначають принципи і механізми стимулювання виробництва «зеленої» електроенергетики. Директиви передбачають можливості керування різними механізмами підтримки відновлюваних джерел енергії у відповідності до національних законодавств, зокрема: схеми зелених сертифікатів, інвестиційної допомоги, звільнення або зменшення податкових ставок, прямої цінової підтримки. У Директивах також акцентується увага на можливостях встановлення спрощеного порядку отримання дозволів на будівництво об'єктів відновлюваної енергетики, пріоритетного доступу до електромереж, справедливої плати за транспорт електроенергії від відновлюваних джерел до споживачів.

Реалізацію зазначених заходів доцільно здійснювати в межах відповідної Програми відновлення і будівництва малих гідроелектростанцій в Україні на певний період, де передбачити розроблення та введення в дію нормативно-правової бази малої гідроенергетики:

- впорядкування правовідносин щодо отримання дозволу іноземними інвесторами на реалізацію проєктів будівництва нових та реконструкцію малих ГЕС;

- механізм інвестування малої гідроенергетики шляхом кредитування зі ставкою до 10 % та відстрочкою платежів на термін будівництва гідроелектростанцій;

- механізми залучення кредитів в економічній системі Кіотського протоколу, проєктів спільного впровадження та міжнародних енергетичних проєктів до інвестування розвитку малої гідроенергетики;

- методику обґрунтованої плати за водокористування для малих ГЕС.

У світі поступово розробляються ефективні і гнучкі економічні механізми реалізації Кіотського протоколу. Занепокоєння світової спільноти екологічними проблемами ініціюватиме зміни цінової політики на міжнародних ринках товарів у сфері дії Світової організації торгівлі (появи податку на емісію) та розробки ефективніших механізмів залучення інвестицій в межах «імпорту квот» як внутрішніх, так і зовнішніх, а також розвитку масових та доступніших проєктів «спільного впровадження». Мала гідроенергетика є привабливою для використання цих механізмів, але відсутність відповідної нормативної бази обмежує можливості участі в міжнародних процесах, пов'язаних з їх реалізацією.

У багатьох країнах розвинуеного світу малі гідроелектростанції та інші види відновлюваних джерел почали впроваджуватись за рахунок фінансової підтримки екологічно брудних підприємств, реконструкції яких не приводять до відповідного зниження емісії газів. Використовується механізм внутрішнього «імпорту квот», коли інвестору зараховується зниження викидів шкідливих речовин у власний екологічний баланс на основі моніторингу державних (регіональних) органів влади. Для інвесторів екологічний ефект у подальшому може мати пріоритетне значення на рівні вартості енергії.

За умови впорядкування тарифної політики, законодавчо-нормативної бази щодо оренди та приватизації малих гідроелектростанцій з метою забезпечення інвестиційної привабливості, в тому числі створення механізмів участі в міжнародних енергетичних проєктах, проєктах спільного впровадження і вуглецевих кредитів в економічній системі Кіотського протоколу, мала гідроенергетика може розвиватися практично без вкладання державних коштів за рахунок внутрішніх і зовнішніх інвестицій.

5.7. Роль малої гідроенергетики України в енергозабезпеченні місцевих громад

Суттєвим стимулом розвитку використання альтернативних джерел енергії на території місцевих громад, як було зазначено вище, стало затвердження у 2009 році «зеленого» тарифу. «Зелений» тариф – це

економічно-політичний механізм, призначений для залучення інвестицій до проєктів електроенергетики, що використовують альтернативні джерела енергії (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії – вироблена лише малими гідроелектростанціями). Держава гарантує, що весь обсяг виробленої електроенергії з альтернативних (відновлюваних) джерел купується Оптовим ринком електроенергії (ОРЕ) (на цей момент в особі державного підприємства «Гарантований покупець») за «зеленим» тарифом. «Зелений» тариф для малих ГЕС запроваджено до 2030 року. Його розмір встановлюється Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) і залежить від встановленої потужності станції й року введення в експлуатацію.

Інвестори малих ГЕС також отримали податкові та митні пільги для ввезення на територію України гідротурбін.

Наявні законодавчі стимули привели до формування підвищеного інтересу з боку місцевої влади і підприємців до будівництва малих ГЕС в Карпатському регіоні у складі Закарпатської, Чернівецької, Івано-Франківської та Львівської областей. Програми будівництва та експлуатації малих ГЕС повинні здійснюватися в умовах беззаперечного виконання природоохоронних заходів, тому що будь-яке будівництво викличе порушення природного ландшафту, а спорудження нових малих ГЕС із порушенням проєкту або із застосуванням невдалих проєктних рішень призводить до руйнівних наслідків.

Будівництво малих гідроелектростанцій сприяє децентралізації загальної електроенергетичної системи, чим знімає ряд проблем в електропостачанні віддалених і важкодоступних районів сільської місцевості, при цьому вирішує цілий комплекс проблем в економічній, екологічній та соціальній сферах життєдіяльності та господарювання в сільській місцевості. Місцеві громади отримують податкові збори та додаткові робочі місця для населення.

В Україні створена велика кількість водосховищ. Деякі з них частково або повністю не використовуються через відсутність першочергових споживачів, а саме підприємств неенергетичного призначення, які припинили свою діяльність унаслідок економічного спаду. На сьогодні велика увага приділяється розробці проєктів будівництва малих ГЕС, що пропонують реконструкцію гідроспоруд водосховищ або технічних споруд, які задіяні для водовідведення. Встановлена потужність та тип малої ГЕС залежать від напору споруд, топографічних і інженерно-геологічних умов. Використання існуючих гідроспоруд підвищує ефективність капіталовкладень і значно зменшує вплив на довкілля.

5.8 Сучасні аспекти та виклики подальшому розвитку гідроенергетики України

Довгострокова політика розвитку енергетичної галузі провідних країн світу спрямована на пріоритетне використання відновлюваних джерел енергії, до яких належить і гідроенергетика (велика та мала). Гідроенергетика – перевірена часом надійна технологія виробництва електроенергії без використання викопного органічного та ядерного палива. Вона характеризується досить гарантованим відновлюваним енергоресурсом, значним терміном служби та високою надійністю експлуатації, передбачуваністю та забезпеченістю режимів роботи, високою маневреністю і коефіцієнтом готовності й надає можливості вирішення інших важливих господарських задач, як-от водопостачання, ведення рибного господарства, керованого захисту прилеглих територій від повеней, переводу земель з категорії негарантованого землеробства в гарантоване, зокрема завдяки зрошенню. Необхідно окремо зазначити, що виробництво електроенергії на гідроелектростанції (ГЕС) відбувається без споживання робочого тіла, тобто води. Вода з верхнього водосховища тече через гідротурбіну до русла річки без зміни свого об'єму. Технологічні втрати води в процесі виробництва електроенергії на ГЕС відсутні.

Гідроенергетика використовує природне відновлюване джерело енергії, тому виробництво кожної кіловат-години електроенергії заощаджує в нинішніх умовах України близько 420 г умовного палива. Завдяки використанню гідроелектроенергії зменшуються обсяги викидів в атмосферу шкідливих речовин, зокрема парникових газів, найбільшу частку яких має вуглекислий газ. Однак слід зазначити, що створення потужних гідроенергетичних об'єктів з великими водосховищами є серйозним втручанням у функціонування природних екосистем і може призвести до негативних наслідків для навколишнього середовища, оскільки значною мірою змінюються природні умови цілих регіонів. Водосховища ГЕС впливають на природний режим річок, тому що змінюють їхній гідрологічний і температурний режим, затоплюють значні території, викликають зсувні процеси берегів. Будівництво гребель і водосховищ перешкоджає міграції риб, погіршується якість води внаслідок зменшення проточності, дефіциту кисню, збільшення азоту і фосфору, появи синьозелених водоростей. Створення потужних гідроенергетичних об'єктів з великими водосховищами є серйозним втручанням у функціонування природних екосистем. Сучасний етап розвитку вітчизняної великої гідроенергетики характеризувався реалізацією реконструкції Дніпровського каскаду ГЕС та розробленням проєкту побудови каскаду ГЕС на річці Дністер. Будівництво нових ГЕС у верхній течії Дністра зачіпає інтереси не лише України, але й Молдови, оскільки Дністер є транскордонною річкою. Тому цей проєкт має відповідати положенням

Конвенції про оцінку впливу на навколишнє середовище у транскордонному контексті й не суперечити принципам Протоколу про стратегічну екологічну оцінку. Зазначимо, що проєкт на сьогодні не відповідає положенням чинної законодавчої бази України в природоохоронній сфері. З енергетичної точки зору доцільність спорудження цього каскаду в складі об'єднаної електроенергетичної системи потребує додаткового обґрунтування.

Проте розв'язана росією війна проти України і її наслідки можуть змінити довоєнні плани подальшого розвитку гідроенергетики в нашій країні. Агресор (росія) здійснив акт екоциду шляхом підризу дамби і руйнування Каховської ГЕС, машинної зали ДніпроГЕС-2, часткового руйнування Дністровської, Канівської та Київської ГЕС. На цих станціях зруйновано та виведено з ладу 20 гідроенергетичних блоків загальною потужністю 1,3 ГВт [38]. Зазначені обставини зумовлюють необхідність корегувати подальші плани відновлення функціонування великої гідроенергетики в післявоєнний період. Можливо, актуалізується і питання спорудження Дністровського каскаду ГЕС з мінімізацією його впливу на довкілля з урахуванням таких пропозицій: основні споруди кожного гідровузла мають забезпечувати ефективні промивання водосховищ та пропуск наносів, максимальний період часу ГЕС повинні працювати на природному стоці, напірний фронт кожного гідровузла має брати участь у пропуску паводків, проєктні рівні води (НПР,ФПР) у верхніх б'єфах гідровузлів слід узгоджувати з рівнями води під час природних паводків, що зумовлюють максимальні ризики збитків.

Післявоєнна відбудова енергетичної галузі України стосуватиметься й сектору малої гідроенергетики. Водосховища малих гідроелектростанцій повинні забезпечувати регулювання природного стоку річки з метою найповнішого використання водних ресурсів і впливати на прилеглі території в межах зони існуючих природних процесів паводкового затоплення, щоб не вносити істотних змін у довкілля. Сфера їх впливу не повинна перевищувати площ самих водосховищ. Незважаючи на значно меншу шкоду від водосховищ малих ГЕС, порівняно з великими об'єктами, питання охорони довкілля залишаються вкрай важливими. Вони повинні визначати екологічні обмеження на використання стоку річки з огляду на ключові проблеми, викликані експлуатацією малих ГЕС: зміна природного режиму річки в зоні водосховища і в нижньому б'єфі, умов здійснення процесів природного самоочищення і формування якості води, перекриття шляхів міграції риб, вплив на рослинний і тваринний світ тощо.

Проєкт сучасної малої ГЕС має відповідати й не суперечити екологічним принципам і умовам, які регламентовані в чинних вітчизняних законах щодо охорони, збереження та розумного використання природних ресурсів, а також міжнародним договорам, конвенціям і протоколам до них: Рамкова конвенція про охорону та сталий розвиток Карпат і Протокол до Рамкової конвенції про збереження і стале використання біологічного та

ландшафтного різноманіття; Бернська конвенція; Європейська ландшафтна конвенція; Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища»; Водний кодекс; Земельний кодекс; Лісовий кодекс. Кожний з цих документів визначає конкретні цілі та шляхи їх досягнення, але всі вони об'єднані однією метою – це охорона, збереження і стале використання природних ресурсів. Аналогічні концепції озеленення малої гідроенергетики розглядаються різними інституціями в таких країнах як США, Канада, Швейцарія, Велика Британія.

Проекти нових станцій повинні передбачати максимально можливе збереження природного середовища річки, відповідати сучасному світовому рівню та Цілям сталого розвитку України, представленим в Національній доповіді КМ України від 15 вересня 2017 року, зокрема «забезпечення наявності та раціонального використання водних ресурсів і санітарії для всіх» та «забезпечення доступу всіх людей до прийнятних за ціною, надійних, сталих і сучасних джерел енергії» [39]. Значення номінальної потужності, структура побудови та раціональні режими роботи гідроагрегатів мають забезпечувати досягнення найбільшої енергетичної ефективності функціонування станції протягом року з урахуванням природоохоронних обмежень на використання стоку води річки для виробництва електроенергії з метою збереження біологічних, геоморфологічних та гідрохімічних процесів у руслі й долині. Експлуатаційні режими функціонування малих ГЕС повинні забезпечувати природний стік води річки, безперешкодну міграцію риб та характеризуватись високими енергетичними показниками за різних гідрологічних умов у місцях спорудження за використання води в межень та повинь, забезпечення санітарного попуску води й безперервного функціонування рібоходів.

Висновки

1. Гідроенергетика належить до освоєних способів виробництва електроенергії без використання викопного органічного та ядерного палива, має досить прогнозований відновлюваний енергоресурс, найменшу собівартість серед традиційних та більшості нетрадиційних технологій, унікальні маневрові та мобільні властивості, характеризується значним експлуатаційним ресурсом. Виробництво електроенергії на гідроелектростанції відбувається без споживання робочого тіла, тобто води. Вода з верхнього водосховища тече через гідротурбіну до русла річки без зміни свого об'єму. Технологічні втрати води в процесі виробництва електроенергії на ГЕС відсутні. Гідроелектростанції впливають на економічний та соціальний розвиток прилеглих територій завдяки створенню умов для водопостачання населених пунктів і господарств, судноплавства, рекреацій, ріборозведення, зрошення.

2. Розвиток малої гідроенергетики відіграє важливу роль у підвищенні енергоефективності регіонів і сприяє зменшенню паливної складової енергосистеми, зниженню техногенного навантаження на навколишнє середовище та залученню додаткових інвестицій до місцевих бюджетів. Будівництво каскадів малих ГЕС надає можливість ефективного перетворення гідроенергетичного потенціалу на електроенергію і участі в керованому захисті територій від повеней.

3. В Україні, станом на середину 2024 року, перебувають в експлуатації 182 малі ГЕС загальною встановленою потужністю 122 МВт із середньорічним обсягом виробництва електроенергії близько 280 млн. кВт·год/рік.

4. Технічний потенціал малої гідроенергетики України з урахуванням чинної нормативно-правової бази в електроенергетичній та природоохоронній сферах становить 1270 млн кВт·год/рік (близько 375 МВт встановленої потужності малих ГЕС). Найбільший потенціал зосереджений в Карпатському регіоні (76 %).

Для низки областей, зокрема Вінницької, Запоріжської, Київської, Кіровоградської, Миколаївської, Тернопільської, Хмельницької, Черкаської, технічний потенціал гідроенергетичних ресурсів малих річок освоєний на рівні близько 70%, тому суттєве збільшення встановленої потужності малих ГЕС на цих територіях малоімовірне. Перспективними територіями для спорудження нових малих ГЕС можна вважати Закарпатську, Івано-Франківську, Львівську та Чернівецьку області.

5. Проекти нових малих ГЕС повинні відповідати вимогам дбайливого використання природних ресурсів і враховувати обмеження на використання гідроенергетичного ресурсу річки:

- обмеження на використання території для спорудження гідроелектростанцій (національні природні парки, заповідники, пам'ятки природи, місця покладів корисних копалин та мінеральних вод, історико-культурні території, земельні ділянки спеціального призначення);

- обмеження на використання води для виробництва електроенергії малою ГЕС (санітарний попуск, безперервне функціонування рибиходів, межень, повені та паводки, оперативні заходи з регулювання водного потоку через гідроспоруди).

- обмеження на використання гідроенергетичних ресурсів малих річок за ухилом вертикального профілю, з метою унеможливлення затоплення значних територій у разі спорудження ГЕС.

6. За умови впорядкування тарифної політики, законодавчо-нормативної бази забезпечення інвестиційної привабливості, у тому числі створення механізмів участі в міжнародних енергетичних проєктах, проєктах спільного впровадження і вуглецевих кредитів в економічній системі Кіотського протоколу, мала гідроенергетика може розвиватися практично без

вкладання державних коштів за рахунок внутрішніх і зовнішніх інвестицій. Особливої уваги заслуговують проекти спрямовані на утилізацію потенціалу існуючих технічних систем водопостачання і водовідведення.

7. Подальший етап розвитку гідроенергетики потребує реалізації організаційних і технологічних заходів з мінімізації впливу ГЕС на довкілля та мінімізації екологічних ризиків.

Перелік посилань

1. ДСТУ 7501:2014. Гідроенергетика. Гідроелектростанції малі. Терміни та визначення понять / А. Бриль; П. Васько, Ю. Віхорєв, А. Мороз; П. Соловійов. Київ: ДП «УкрНДНЦ». 2018. 26 с.

2. Hydropower Special Market Report. Analysis and forecast to 2030. https://iea.blob.core.windows.net/assets/4d2d4365-08c6-4171-9ea2-8549fabd1c8d/HydropowerSpecialMarketReport_corr.pdf

3. Electricity Market Report 2023 <https://iea.blob.core.windows.net/assets/255e9cba-da84-4681-8c1f-458ca1a3d9ca/ElectricityMarketReport2023.pdf>

4. IRENA (2024), Renewable capacity statistics 2024, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. https://www.irena.org/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Mar/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2024.pdf

5. Укргідроенерго. [https://web.archive.org/web/20120109231403mp_/http://www.uge.gov.ua/clients/ukrge/site.nsf/\(documents\)/0BB4AF71F4850645C22577550051EAB4](https://web.archive.org/web/20120109231403mp_/http://www.uge.gov.ua/clients/ukrge/site.nsf/(documents)/0BB4AF71F4850645C22577550051EAB4)

6. UNIDO, ICSHP (2022). World Small Hydropower Development Report 2022. United Nations Industrial Development Organization, Vienna, Austria; International Center on Small Hydro Power, Hangzhou, China. Available at www.unido.org/WSHPDR2022

7. Бриль, А., Васько, П., Мороз, А. Нормативно-правові аспекти використання в Україні гідроенергетичного потенціалу зворотних вод технологічних процесів за «зеленим» тарифом на генеровану електроенергію. *Відновлювана енергетика*. 2021. № 1. С. 59–69. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2021.1\(64\).59-69](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2021.1(64).59-69).

8. Електронна версія Національного атласу України [Електронний ресурс] // Інститут географії НАНУ, ТОВ "Інтелектуальні Системи ГЕО", українське відділення Світового центру даних при КПП. – Режим доступу: <http://wdc.org.ua/atlas/default.html>

9. Проскура Г. Ф., Дидковский М. М. Использование водных ресурсов в условиях УССР / Изд-во АН УССР, 1948. 72 с.

10. Медведев С. Р. Строительство гидравлических электростанций на малых реках и энергоснабжение сельских потребителей. Киев, 1946. 31 с.

11. Гаврилюк Р. Б., Веремийчик Г. К. та ін. Гідроенергетичний потенціал річок України: розвінчання міфів: аналітичний документ. К.: Видавництво «Фенікс», 2018. 32 с.
12. ValeryGolovnyaВосстановленнаяЛоташевская ГЭС Гавриляк [Електронний ресурс] / ValeryGolovnya // Panoramio. – Режим доступу: <http://www.panoramio.com/photo/35669678>
13. Закон України № 575/97-ВР від 16.10.1997 «Про електроенергетику» [Електронний ресурс]. Верховна Рада України, 1998. – Режим доступу: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/575/97-%D0%B2%D1%80>
14. Закон України № 555-IVвід 11.06.2017 «Про альтернативні джерела енергії» [Електронний ресурс]. Верховна Рада України, 2017. – Режим доступу:<http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/555-15>
15. Рамкова конвенція про охорону та сталий розвиток Карпат / Кабінет міністрів України. Офіційний вісник України. 2007. № 3. С. 27.
16. Протокол до Рамкової конвенції про збереження і стале використання біологічного та ландшафтного різноманіття / Верховна Рада України. Офіційний вісник України. 2009. № 73. С.
17. Бернська конвенція / Верховна Рада України. Офіційний вісник України. 2007. № 75. С. 173.
18. Європейська ландшафтна конвенція / Верховна Рада України. Офіційний вісник України. 2006. № 37. С. 133.
19. Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища» / Верховна Рада України. – Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/про%20охорону%20навколишнього%20природного%20середовища>
20. Водний кодекс України / Верховна Рада України. – Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/водний%20кодекс%20україни>
21. Земельний кодекс України / Верховна Рада України. – Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/земельний%20кодекс%20україни>
22. Лісовий кодекс України / Верховна Рада України. – Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/3852-12>
23. Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд: ДБН А.2.2-1-2003. [Чинний від 2004-04-01]. К.: Держбуд України, 2004. 23 с. (Державні будівельні норми України).
24. Про оцінку впливу на довкілля: Закон України № 2059-VIIвід 23.05.2017. Офіційний вісникУкраїни. 2017. № 50. С. 5. Відомості Верховної Ради (ВВР), 2017, № 29, т. 315. URL :<http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2059-19>

25. Мороз А. В. Природоохоронні аспекти розвитку малої гідроенергетики в Карпатському регіоні. Відновлювана енергетика. 2012. № 4. С. 63–69.
26. Territories and objects of nature reserve fund of Ukraine. 2018). Available at: <http://pzf.menr.gov.ua/пзф-україни/території-та-об'єкти-пзф-україни.html>. (inUkr.).
27. Мороз А. В. Аналіз розрахункових досліджень гідроенергетичних ресурсів малих річок України. Відновлювана енергетика. 2014. № 1. С. 70–75.
28. Кириленко О. В., Денисюк С. П., Єрлінеков С. М. Атлас економічного та технічно-обґрунтованого гідроенергетичного потенціалу річок Карпатського регіону. К: НАН України, 2006. 132 с.
29. Васько П. Ф., Мороз А. В., Бриль А. О., Ібрагімова М. Р. Екологічні аспекти розвитку гідроенергетики в Україні. Відновлювана енергетика. 2018. № 2. С. 57–69.
30. Красная книга Украины. URL: <http://redbook-ua.org/ru/>
31. Гідрологічні розрахунки для річок України (при відсутності спостережень) / П. Ф. Вишневський, Н. Й. Дрозд, Й. А. Желєзняк, А. Б. Крижанівська, Г. П. Кубишкін, К. А. Лисенко, В. І. Мокляк, Г. О. Чіппінг, Г. І. Швець / за ред. Г.І. Швеця. К.: Видавництво Академії наук Української РСР, 1962. 388 с.
32. Мороз А. В. Математична імовірнісна модель визначення технічного потенціалу малих річок. Відновлювана енергетика. 2017. № 2. С. 75–84.
33. Клименко В. Г. Гідрологія України: навчальний посібник для студентів географів / В. Г. Клименко. Харків: ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2010. 124 с.
34. Праці центральної геофізичної обсерваторії / За ред. О. О. Косовця. К.: Інтерпрес ЛТД, 2014. Вип. 10(24). 104 с.
35. Яцик А. В., Бишовець Л. Б., Богатов Є. О. та ін. Малі річки України: довідник / За ред. А. В. Яцика. К.: Урожай, 1991. 296 с.
36. Вишневський В. І., Косовець О. О. Гідрологічні характеристики річок України. Київ: Ніка-Центр. 2003. 324 с
37. Вишневський В. І., Куций А. В. Багаторічні зміни водного режиму річок України. Київ: Наук. думка. 2022. 252 с
38. <https://tsn.ua/ukrayina/shmigal-rozkriv-pravdu-pro-ruynuvannya-v-energосistemi-scho-i-na-skilki-zruynuvala-rf-2595852.html>
39. Національна доповідь. Цілі сталого розвитку: Україна. Київ: Міністерство економічного розвитку та торгівлі України. 2017. 176 с.

РОЗДІЛ 6. ГЕОТЕРМАЛЬНА ЕНЕРГІЯ

6.1. Основна термінологія та законодавчо-нормативна база геотермальної енергетики України

Геотермальна енергія – це теплова енергія надр Землі [1]. Геотермальна енергія міститься у твердих, рідких та газоподібних складових земних надр. Геотермальні ресурси це частина тепловмісту складових земної кори, яка може бути вилучена та використана за сучасного рівня розвитку геотермальної технології.

Залежно від виду складових земних надр, які містять теплову енергію, геотермальні ресурси підрозділяються на:

- Гідротермальні ресурси – теплота рухливих природних теплоносіїв, а саме: підземних вод, пароводяних і газоводяних сумішей або пари. Ця теплота добувається та використовується за допомогою тепло- і електрогенерувальних установок (рис. 6.1, *а*). Відбір теплоти здійснюється здебільшого за рахунок конвективного теплопереносу (перенесення теплоти потоком, що рухається), а також за рахунок кондуктивного теплопереносу (перенесення теплоти на молекулярному рівні від часток скелету водовмісної породи та від масиву порід, що оточують продуктивний пласт).

- Петротермальні – теплота нагрітих сухих гірських порід, яка використовується за допомогою свердловинних теплообмінників або створенням штучних підземних проникних колекторів (рис. 6.1, *б*). Відбір теплоти здійснюється за рахунок кондуктивного теплопереносу.

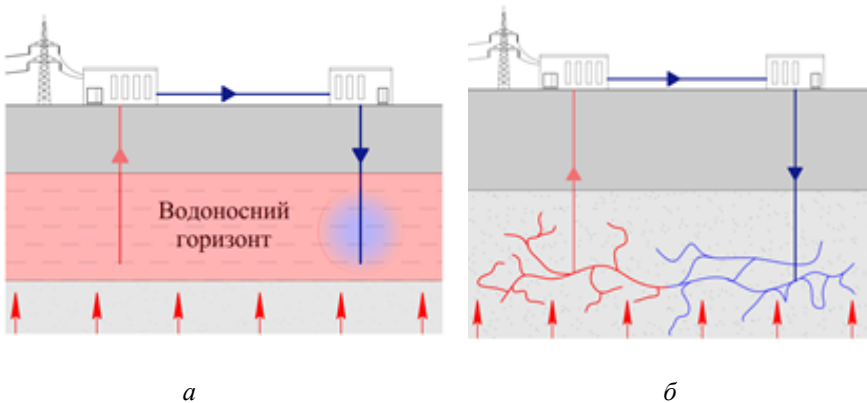


Рис. 6.1. Системи видобування та використання геотермальних ресурсів: *а* – гідротермальних ресурсів; *б* – петротермальних [51]

Якщо перший вид ресурсів використовується безпосередньо, то для освоєння другого потрібна наявність додаткового штучного теплоносія для відбору та транспортування тепла до місця його використання.

Останніми роками з розвитком геотермальних технологій з'явилося багато нових термінів, наприклад «enhanced (or engineered) geothermal system, EGS», «advanced geothermal system, AGS», «supercritical geothermal system, SGS» [2, 3], сутність яких можна звести до такого: штучне покращення фільтраційних властивостей та збільшення розмірів геотермального резервуара, або збільшення поверхні теплообміну між теплоносієм та нагрітим масивом порід. Удосконалення геотермальних енергетичних систем здійснюється за допомогою гідравлічної, хімічної та теплової стимуляції привибійної зони видобувних свердловин, бурінням похилих та горизонтальних свердловин, за рахунок багатостадійної технології гідророзриву пласта (рис. 6.2).

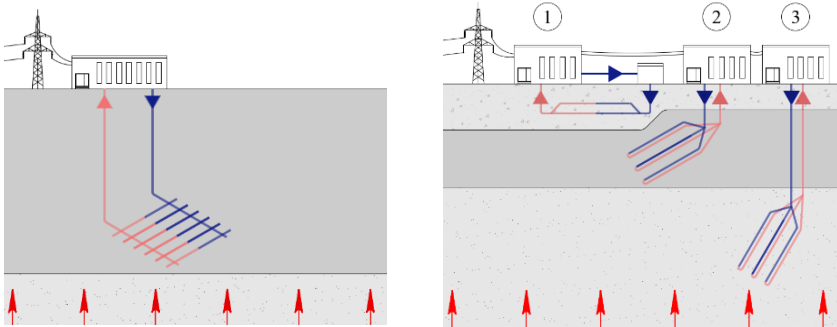


Рис. 6.2. Приклади вдосконалених геотермальних систем [51]

За глибиною розташування геотермальні ресурси поділяються на:

- Приповерхневі (субгеотермальні) ресурси – теплота підземних вод та ненасичених водою верхніх шарів Землі, які розташовані нижче нейтрального шару до глибини 500 м. Нейтральний шар – умовна поверхня земних надр, нижче якої кліматичні чинники не впливають на температурний режим гірських порід. Приповерхневі ресурси характеризуються низькоентальпійною тепловою енергією, яка використовується за допомогою теплонасосних установок.

- Глибинні ресурси – це частина тепловмісту всіх складників земної кори, які перебувають на глибині понад 500 м і можуть бути вилучені та ефективно використані за сучасного рівня розвитку геотермальної технології.

До геотермальних ресурсів також належить теплота, яка акумулюється у верхніх шарах Землі й використовується з енергетичною метою, а саме: теплота скидної технологічної води, що відводиться від промислових

підприємств, енергетичних установок на традиційному паливі або відновлюваних джерелах енергії. Кожен з видів геотермальних ресурсів має певні умови формування, енергетичний потенціал, технологічні особливості видобутку і освоєння. Супутній продукт – це речовина, яка добувається разом з геотермальним природним теплоносієм та використовується як паливо (вільний та розчинений газ), мінеральна й хімічна сировина (хімічні, мінеральні елементи та їхні сполуки), з бальнеологічною і рекреаційною метою тощо.

Економічно доцільним є комплексне освоєння геотермальних ресурсів. Видобування гідротермального теплоносія із супутнім вилученням паливного газу, мінеральних речовин та використанням бальнеологічних властивостей природного теплоносія в сумі дає більший економічний ефект, ніж пряме енергетичне освоєння окремих видів геотермальних ресурсів.

За своєю сутністю геотермальні ресурси є корисною копалиною, частиною водних ресурсів і компонентом природного середовища [4]. Особливістю цього виду ресурсів є освоєння його за місцем видобутку, оскільки під час транспортування на великі відстані геотермальний теплоносіє втрачає свої кондиції. Відстань від місця видобутку до споживача не повинна перевищувати 10–20 км. Використання геотермальних ресурсів пов'язано як із геолого-видобувною промисловістю, так і з енергетичною галуззю країни. У табл. 6.1 наведено основні офіційні документи, які регламентують порядок використання геотермальних ресурсів.

Таблиця 6.1. Документи, що регулюють геотермальну енергетику

Документ	Прийнятий / введений в дію	Опис
1	2	3
<i>ДСТУ</i>		
ДСТУ 7498:2014 «Геотермальна енергетика. Терміни та визначення понять» [1]	01.10.2014 – введений в дію	Встановлює основну термінологію та визначення в галузі геотермальної енергетики
ДСТУ 7955:2015 «Геотермальна енергетика. Станції теплові геотермальні. Загальні технічні вимоги» [5]	01.01.2017 – введений в дію	Встановлює технічні вимоги до геотермальних електростанцій
ДСТУ 8300:2015 «Геотермальна енергетика. Станції електричні» геотермальні. Загальні технічні вимоги» [6]	01.01.2017 – введений в дію	Встановлює технічні вимоги до геотермальних електростанцій

ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

Документ	Прийнятий / введений в дію	Опис
1	2	3
Закони України		
Закон України «Про альтернативні джерела енергії» [7]	20.02.2003 № 555-IV: станом на 18 вересня 2024 р.	Визначає геотермальну енергію як відновлюване джерело та регулює її використання
Закон України «Про ліцензування видів господарської діяльності» [8]	02.03.2015 № 222-VIII: станом на 5 вересня 2024 р.	Визначає порядок ліцензування діяльності з видобутку та використання геотермальних ресурсів
Кодекси України		
Водний кодекс України [9]	№ 213/95-ВР: станом на 19 квітня 2024 р.	Регламентує використання термальних вод та водоносних горизонтів
Кодекс України «Про надра» [10]	27.07.1994 № 132/94-ВР: станом на 1 жовтня 2023 р.	Регулює питання розвідки та видобутку геотермальних ресурсів
Накази Міністерств		
Наказ Державної комісії України по запасах корисних копалин при Міністерстві охорони навколишнього природного середовища України «Про затвердження Інструкції із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до родовищ питних і технічних підземних вод» [11]	07.06.2007 № 182; зареєстровано в Міністерстві юстиції України 21 червня 2007 р. за № 704/13971	Регулює класифікацію та облік запасів теплоенергетичних підземних вод
Наказ Міністерства захисту довкілля та природних ресурсів України «Про затвердження Правил охорони підземних вод» [12]	11.05.2023 № 325; зареєстровано в Міністерстві юстиції України 29 червня 2023 р. за № 1093/40149	Встановлює вимоги щодо охорони підземних вод під час використання їх в енергетичних установках

1.2. Гідротермальні ресурси

Сьогодні з усіх існуючих видів геотермальних ресурсів цей вид має найбільш розвинені й випробувані часом технології видобутку й використання. Незаперечними перевагами гідротермальних технологій є достатньо широке поширення ресурсів і практична їх невичерпність за умови виконання вимог експлуатації, стабільності операційних характеристик, які не залежать від погоди, пори року або часу доби. Геотермальні енергетичні установки не вимагають поставок традиційного палива, а для їх створення не потрібні значні площі. І головне, використання геотермальних циркуляційних систем (ГЦС) зі зворотним закачуванням відпрацьованого теплоносія робить енергетичні установки досить екологічно безпечними.

6.2.1. Сучасний стан та перспективи використання гідротермальних ресурсів у світі та в Україні

Батьківщиною геотермальної енергетики вважається тосканське місто Лардарелло на північному заході Італії. Саме тут у 1904 році на хімічному підприємстві вперше в світі за рахунок геотермальної енергії запрацював експериментальний генератор потужністю 10 кВт [13].

З того часу геотермальна енергетика зайняла своє місце серед відновлюваних галузей енергетики. Зараз геотермальна електрична енергія виробляється в 32 країнах, а геотермальне опалення використовується в 70 країнах світу [14]. За даними [15], теоретичний світовий потенціал геотермальної енергії найбільший серед відновлюваних джерел енергії й становить $613,7 \cdot 10^6$ млн т у.п., але технічний потенціал за цими ж оцінками дорівнює всього 736,4 млн т у.п.

Відомості щодо сучасного стану використання геотермальних ресурсів у світі надають провідні міжнародні інформаційні платформи, найавторитетнішими з яких є: Міжнародна агенція з відновлюваних джерел енергії (IRENA), Мережа політики відновлюваної енергетики для XXI століття (REN21), Міжнародна геотермальна асоціація (IGA) та інші. Іноді відомості цих організацій різняться, що пов'язано з відсутністю стандартизованих критеріїв звітності країн.

За даними Міжнародної геотермальної асоціації (IGA), на кінець 2023 року сумарна встановлена потужність геотермальних електростанцій (ГеоЕС) у світі досягла позначки 16,318 ГВт, а виробництво геотермальної електричної енергії відповідає 96 878 ГВт·год/рік [16–19]. Тобто сьогодні частка електроенергії, яку одержують у світі за допомогою геотермальних ресурсів, дуже мала і становить приблизно 0,16 % загального обсягу виробництва. Але тоді, як в атомній та вугільній енергетиці скорочуються обсяги виробництва через прийняття багатьма країнами відповідних державних програм, геотермальна енергетика стабільно нарощує темпи зростання.

Останніми роками через епідемію коронавірусу та економічні проблеми в окремих країнах темпи росту світових геотермальних потужностей дещо знизились та відстають від намічених за планами, але загальна тенденція до зростання геотермальних потужностей зберігається (рис. 6.3, 6.4).

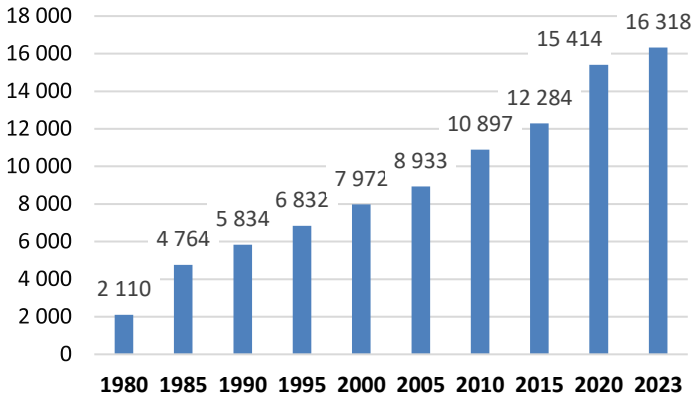


Рис. 6.3. Зростання потужності геотермальних електростанцій у світі, МВт

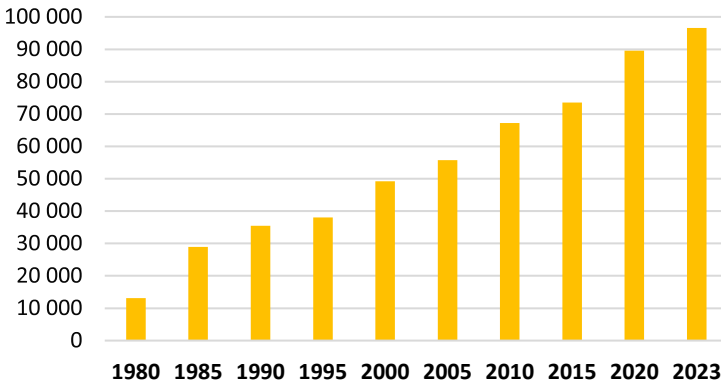


Рис. 6.4. Виробництво геотермальної енергії у світі, МВт·год

Лідерами з виробництва геотермальної електричної енергії залишаються США, Індонезія, Філіппіни, Туреччина, Нова Зеландія, Кенія, Мексика, Італія, Ісландія та Японія (див. рис. 6.3).

У 2022 році найбільший приріст геотермальних потужностей мала Кенія, завершивши будівництво шести блоків із загальною потужністю 86 МВт на комплексі «Olkaria I». Завдяки цьому геотермальна потужність

країни досягла 0,95 ГВт, що становить 42% загальної генерувальної потужності Кенії. Кенія також проводить модернізацію існуючих генерувальних установок, включно з трьома початковими установками (45 МВт) на «Olkaria I». Очікується, що загальна запланована модернізація збільшить потужність ще на 123 МВт (рис. 6.5).

У США в 2022 році було завершено три проекти, які додали 56 МВт встановлених геотермальних потужностей, але темпи зростання виробництва електричної енергії не відповідають зростанню потужностей, вони значно повільніші, що пов'язане з виснаженістю геотермальних родовищ і необхідністю застосування технологій інтенсифікації видобутку геотермальних теплоносіїв.

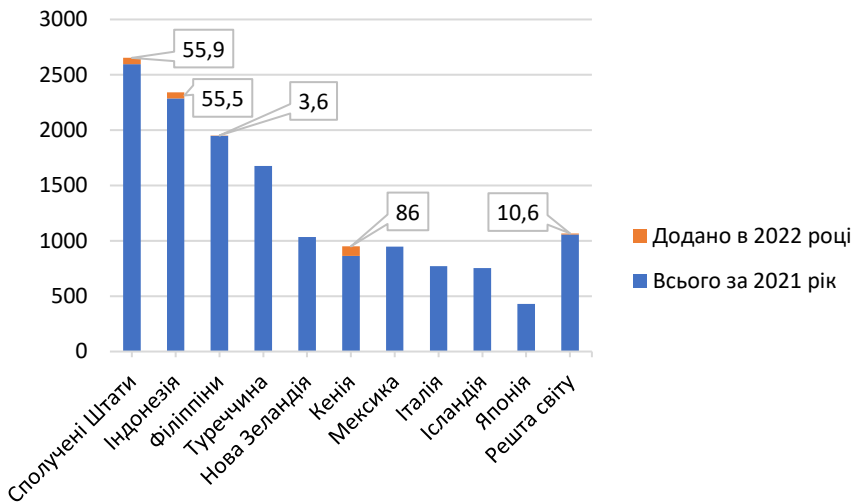


Рис. 6.5. Приріст встановлених потужностей ГеоЕС в країнах світу за 2022 рік, ГВт

Використання геотермальних ресурсів у світі з метою тепло- та холодопостачання відбувається більш стрімкими темпами [19]. На рис. 6.6 та рис. 6.7 наведено дані, які демонструють приріст геотермальних потужностей та обсягів виробництва геотермальної теплової енергії у світі за період з 1995 до 2023 року. Обсяги використання геотермальної теплової енергії в 2023 році збільшились до 1 476 312 ТДж/рік, а встановлена теплова геотермальна потужність становила 173,302 ГВт.

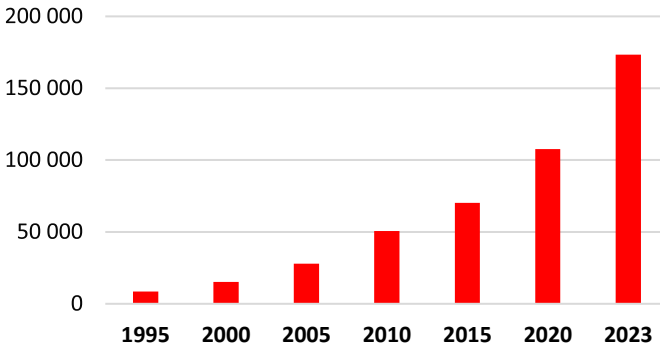


Рис. 6.6. Зростання геотермальних теплових потужностей у світі, МВт

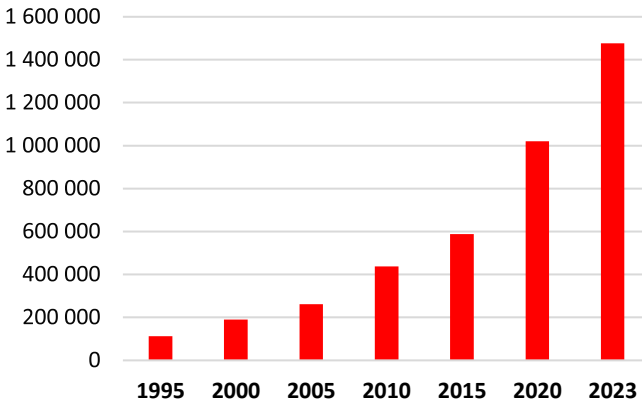


Рис. 6.7. Зростання річних обсягів виробництва теплової енергії у світі, ТДж

Провідними країнами з виробництва геотермальної теплової енергії у світі в 2022 році залишались Китай, Туреччина, Ісландія та Японія, які забезпечили 87 % глобального використання геотермального тепла. Найбільший розвиток як у виробництві, так і в споживанні геотермального тепла продемонстрував Китай (дві третини розрахункового поточного глобального використання), а щорічний приріст виробництва геотермальної теплоти в цій країні перевищив 21 % (рис. 6.8).

Зауважимо, що наш найближчий сусід Польща, геотермічні умови якої дуже схожі з українськими, збільшила теплові геотермальні потужності з 74 МВт (2020 р.) до 129 МВт (2024 р.) [20].

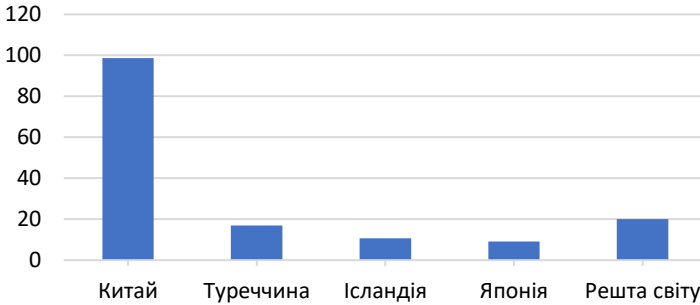


Рис. 6.8. Пряме використання геотермальної енергії в країнах світу за 2022 рік, ТВт·год [21]

На рис. 6.9 наведено структуру споживання геотермальної теплової енергії у світі без урахування теплонасосних технологій. Аналіз даних щодо споживання геотермальних ресурсів свідчить про те, що спостерігається ріст попиту на низько- і середньоентальпійні геотермальні ресурси. Обсяги споживання геотермального тепла з метою холодо- і теплопостачання перевищили його використання з бальнеологічною метою (бані, басейни, ванни, аквапарки тощо) [21].

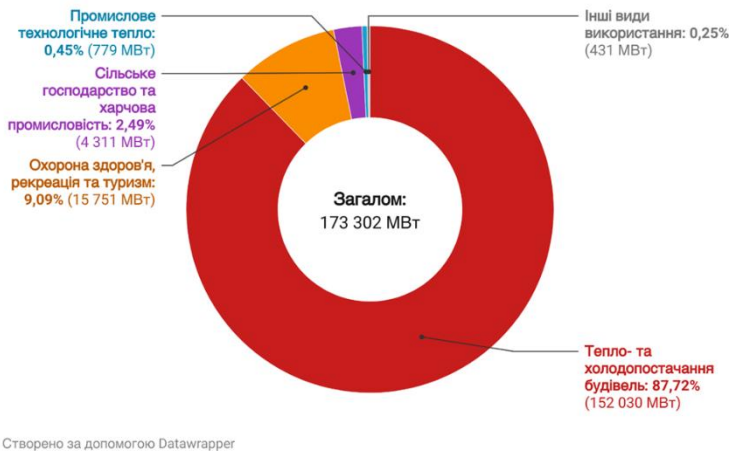


Рис. 6.9. Структура споживання встановлених потужностей геотермальних систем тепло- та холодопостачання в 2023 році [21]

Україна має амбітні плани щодо використання геотермальних джерел енергії. Національним планом дій з відновлюваної енергетики [22] на період до 2030 року передбачається досягнення споживання теплової енергії за рахунок геотермальних ресурсів на рівні 27 тис. т.н.е., а геотермальні електричні потужності мають становити 40 МВт (210 ГВт·год).

Зараз гідротермальні ресурси насамперед використовуються з рекреаційною та бальнеологічною метою. Численні геотермальні басейни, лазні й ванни створені в Закарпатській, Херсонській та Львівській областях (рис. 6.10).



Рис. 6.10. Використання геотермальних ресурсів на базі санаторію «Косино»

У 80–90-х роках минулого століття було збудовано 15 експериментальних систем теплопостачання на базі ГЦС з сумарною встановленою потужністю 19,5 МВт (табл. 6.2) [23].

Більшість існуючих ГЦС розміщалися в АР Крим і були призначені для теплопостачання комунально-побутової сфери, адміністративних споруд та парникових господарств. Перша на території колишнього СРСР ГЦС була збудована 1986 року в с. Іллінка Євпаторійського району АР Крим. Тепер функціонує тільки Медведівська геотермальна установка.

ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

Таблиця 6.2. Експериментальні геотермальні установки на базі ГЦС*

Населений пункт, номер свердловини	Q само- виливу, м³/добу	Глибина свердловини, м	Т на гирлі/в пластових умовах, Н
1	2	3	4
АР Крим, Красногвардійський р-н			
с. Котельніково, св. 32	1600	1500	66/69
с. Рівне, св. 33	3345	1569	65/68
с. Новоолексіївка, св. 35	4925	1360	58/60
с. Янтарне, св. 36	1490	2300	87/92
с. П'ятихатки, св. 38	4000	1300	57/60
1	2	3	4
АР Крим, Сакський р-н			
с. Трудове, св. 14	2300	1160	54/н.с.
с. Ільїнка, св. 16	1730	1200	59/62
с. Сизовка, св. 21	1730	1400	63/67
с. Зернове, св. 28	1730	1100	51/н.с.
с. Фрунзе, св. 41	1740	1130	62/64
АР Крим, Джанкойський р-н			
с. Медведівка, св. 39	670	1500	68/74
с. Предмостне, св. 1	1894	1500	67/69
Закарпатська обл.			
с. Косино. св. 16Т	397	1190	51/н.с.
с. Берегове. св. 2Т	346	1049	60/н.с.
Херсонська обл.			
с. Чонгар	650	1500	64/73

*Примітка. Назви населених пунктів та адміністративних районів наведено станом до 01.01.2014.

Деякі елементи ГЦС на прикладі Медведівської станції показано на рис. 6.11–6.12.



Рис. 6.11. Пластинчастий теплообмінник



а



б

Рис. 6.12. Елементи геотермальної циркуляційної системи:
а – мережевий насос та насос для підживлення; *б* – газопоршневий двигун з електрогенератором та газовий сепаратор

Геотермальні родовища найчастіше приурочені до нафтогазових провінцій, які характеризуються високим геотермічним фоном (геотермічний

градієнт вище $3^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$) і перебувають на глибинах понад 1500 м. У процесі експлуатації газового родовища відбувається природне заміщення газу контурними підземними водами до повного заповнення продуктивного горизонту. Підземні води мають підвищену пластову температуру, достатню для використання в теплофікації або генерації електричної енергії.

У фонді свердловин кожного діючого нафтового чи газового родовища завжди існують непродуктивні свердловини, тобто такі, які або зовсім не виявили запасів вуглеводнів («сухі»), або кількість розвіданих запасів недостатня для їх економічно доцільного видобутку й переробки за умовами раціонального використання сучасної техніки й технології та дотримання вимог щодо охорони надр і довкілля.

Крім цього, під час експлуатації родовища вуглеводнів постійно спостерігається зміна стану свердловин: експлуатаційні свердловини виснажуються, стають непродуктивними, переходять до підрозділу спеціальних або зовсім ліквідуються. Це стосується не тільки окремих свердловин, але й родовищ загалом. Виснажені родовища виводяться з розробки, а свердловини можуть бути використані у геотермальній енергетиці.

Інститутом відновлюваної енергетики НАН України створено електронну базу геотермальних об'єктів України [24]. Усі об'єкти – це вироблені або непродуктивні на газ та нафту свердловини. Тепер база налічує більш ніж 600 об'єктів і охоплює 12 адміністративних областей України.

На рис. 6.13 і рис. 6.14 наведено розподіл глибин залягання і пластових температур у геотермальних об'єктах з електронної бази даних. Робота з поповнення бази даних триває.



Рис. 6.13. Розподіл глибин залягання продуктивних горизонтів у геотермальних об'єктах з електронної бази даних



Рис. 6.14. Розподіл пластової температури продуктивних горизонтів у геотермальних об'єктах з електронної бази даних

6.2.2. Умови формування гідротермальних родовищ на території України

Для формування геотермального родовища необхідна наявність джерела внутрішнього тепла, умов для його накопичення й умов для його збереження.

Загальна потужність внутрішньої земної теплогенерації оцінюється через інтегральний тепловий потік до земної поверхні в кількості 32 ТВт [25]. Проте глибинний тепловий потік поширюється до поверхні Землі нерівномірно: там, де на поверхню Землі виходять стародавні структури, що складаються зі щільних метаморфізованих порід, величини теплового потоку найменші (22...60 МВт/м²). Натомість в межах молодих структур, що перебувають на ранніх стадіях формування, глибинний тепловий потік найбільший (200...300 МВт/м²). Вогнища магматизму й вулканізму є додатковим джерелом теплоти, що підвищує місцевий тепловий фон надр.

Накопичення теплоти проходить як у породах, так і в підземних водах. Оскільки підземні води характеризуються вищими значеннями теплоємності й придатніші для видобутку за рахунок своєї рухливості, важливою ознакою геотермального родовища є наявність в надрах структур потужних водоносних горизонтів з високими фільтраційними властивостями.

Для збереження теплоти необхідно, щоб водоносні горизонти були ізольовані товщами порід, які слабо проводять тепло, насамперед глинами та їх різновидами.

Україна належить до країн з середніми умовами формування геотермальних родовищ. Незважаючи на те, що в межах України немає структур із сучасним вулканізмом і магматизмом, на її території розташовані відносно молоді гірські споруди, процеси утворення яких досі не закінчилися.

До них належать Карпатська гірська складчастість, гори Криму та Донбаська складчаста область.

Слід зауважити, що хоча величини теплового потоку цих структур мають високі значення (від 60 до 120 МВт/м² і більше), в межах самих структур геотермальних родовищ майже не виявлено, тому що ці структури є місцевими областями живлення водоносних горизонтів. По розломах і тріщинах гірського масиву холодні атмосферні опади потрапляють у водоносні горизонти, що поступово занурюються на значні глибини в межах передгірських та міжгірських западин і нагріваються за рахунок високого теплового потоку. На рис. 6.15 наведено карту розподілу перспективних геотермальних районів України [25].

Таким чином, перспективними геотермальними територіями в Україні насамперед є області, що прилягають до гірських споруд, а саме: Закарпатський, Прикарпатський, Причорноморський артезіанські басейни і гідрогеологічна провінція Донецької складчастої області. Особливістю цих структур є високі значення глибинного теплового потоку (вище 80 МВт/м²) і геотермічного градієнта (до 7–8,4 °C/100 м), і, як наслідок, незначні глибини залягання термоводоносних горизонтів.



Рис. 6.15. Карта розташування перспективних гідротермальних територій України

Геотермальні родовища іншого типу формуються в межах Дніпровсько-Донецької западини. Основою структури є дуже великий грабен, тобто

тектонічне порушення, яке сформувалось за рахунок опускання земної кори вздовж крупних глибинних розломів. Глибина опускання досягає 20 км. Западина заповнена потужною товщою осадових порід, які насичені підземними водами. Окремі водоносні горизонти ізольовані від сусідніх потужними шарами глинястих відкладень. Чим глибше розташований водоносний горизонт, тим вище температура підземних вод, що в ньому міститься.

Тобто в межах Дніпровсько-Донецької западини умови формування геотермальних родовищ більше залежать не від величини теплового потоку, а від глибини залягання продуктивного горизонту.

Наявність потужних ізольованих водоносних горизонтів на глибинах до 8000 м дозволяє віднести Дніпровсько-Донецький артезіанський басейн до перспективних геотермальних територій.

Аналіз фактичних даних існуючого фонду свердловин вказує на те, що ореол розповсюдження геотермальних родовищ збігається з нафтогазоносними провінціями. Практично кожне родовище містить водоносні горизонти. Ті свердловини, що замість вуглеводневих горизонтів розкрили водоносні, можуть розглядатися як геотермальні. Крім цього, під час експлуатації родовища вуглеводнів відбувається природне заповнення вуглеводневих товщ підземними водами. Отже, газові й газоконденсатні родовища в міру їх виснаження обводнюються і стають геотермальними.

Інститутом геофізики НАНУ для території України були складені карти температур гірських порід на глибинах 3 і 10 км. Карти містять інформацію щодо прогнозних температур, які були розраховані за заміряними фактичними величинами геотермальних теплових потоків.

На підставі аналізу й екстраполяції даних, наданих на цих картах, в ІВЕ НАНУ була складена карта прогнозних температур гірських порід на глибині 5 км. Значення температур земних надр на глибині 5 км на території України змінюються в межах від 80 до 280 °С. Низькі температури поширені на Українському щиті та його схилах, в північній частині Волино-Подільської плити. Найвищі – в Закарпатському прогині та вздовж узбережжя Чорного моря. Найширше представлені температури 90–130 °С (на схилах Українського щита, в межах Волино-Подільської плити, в Дніпровсько-Донецькій западині, на схилі Воронезького масиву) та 130–190 °С (в Карпатах, Криму, на Чорноморсько-Азовському шельфі, в Донбасі).

6.2.3. Потенціал гідротермальних ресурсів України

На відміну від інших видів відновлюваних джерел енергії, вихідну інформацію для оцінки потенціалу геотермальних ресурсів часто неможливо заміряти безпосередньо. Тому під час дослідження використовують теоретичні передумови, непрямі методи, екстраполяцію даних і методи аналогії, коли інформація з більш вивчених ділянок або родовищ переноситься на малодосліджені райони.

Результати оцінки потенціалу геотермальних ресурсів деякими спеціалізованими організаціями представлено в табл. 6.3.

Інститут відновлюваної енергії НАНУ в 2020 році видав «Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України». В Атласі наведені дані щодо розподілу електричного геотермального потенціалу на території окремих адміністративних областей України [26].

Електричний потенціал геотермальних джерел енергії розраховувався на базі розрахункового теплового потенціалу. В областях, де існують гідротермальні родовища (пластові водоносні горизонти), приймалось що використовується бінарний органічний цикл Ренкіна (ORC), середнє значення ККД для якого приймалось рівним 8 %.

Для областей, де не виявлено гідротермальних родовищ, передбачалось, що використання геотермальних ресурсів здійснюється окремими свердловинами із застосуванням технології «труба в трубі». При цьому електроенергію отримують за допомогою теплогенератора, електричний ККД якого прийнятий 4 %.

Таблиця 6.3. Результати оцінки потенціалу геотермальних ресурсів деякими спеціалізованими організаціями

Назва організації	Потенціал	Регіон
Центральна тематична експедиція Міністерства геології [27]	27 326 тис. м ³ /добу, 456 млн Гкал/рік	Закарпатський та Причорноморський (півострів Крим і південь Херсонської області)
ПГО «Кримгеологія» [28]	34 млн м ³ /добу, 391 млн Гкал/рік	Рівнинний Крим, Північно-Західне Причорномор'я та Керченський півострів
Інститут геологічних наук НАНУ[29]	$3,3 \cdot 10^{22}$ Дж; $1,12 \cdot 10^{12}$ т у.п.	Територія України до глибини 3 км
Інститут геофізики НАНУ [30]	0,56 трлн т н.е.	Територія України в інтервалі глибин 5,5...6 км

Тепловий потенціал гідрогеотермального родовища розраховувався об'ємним способом, тобто визначалась кількість теплоти, яка міститься в обсязі геотермального родовища. При цьому тепловий потенціал складається з кількості теплоти, яка міститься у пластовій воді, з теплоти що міститься у

скелеті продуктивного горизонту, а також теплоти, яка надходить з гірського масиву, що оточує продуктивний пласт. Остання складова в розрахунках не враховувалась.

Тепловий потенціал гідротермального родовища з використанням геокиркуляційних систем (ГЦС) визначався за формулою [31]:

$$Q = k_{\tau} \cdot h \cdot S(t_m - t_6) \cdot \tau + S \cdot h \cdot C_n(1 - n)(t_n - t_6) + S \cdot h \cdot C_6 \cdot n \cdot (t_n - t_6); \quad (5.1)$$

де Q – тепловий потенціал родовища, Дж ; k_{τ} – коефіцієнт нестационарного

теплообміну, $\frac{\text{Дж}}{\text{м}^3 \text{К}}$; S – площа родовища, м^2 ; t_m – температура гірського масиву, що оточує продуктивний пласт, $^{\circ}\text{C}$; t_n – температура продуктивного пласта, $^{\circ}\text{C}$; t_6 – температура природного теплоносія, $^{\circ}\text{C}$; τ – термін експлуатації, доба; h – сумарна товщина продуктивного пласта, м ; n – пористість продуктивного пласта; C_n – об'ємна теплоємність продуктивного пласта,

$\frac{\text{Дж}}{\text{м}^3 \text{К}}$; C_6 – об'ємна теплоємність природного теплоносія, $\frac{\text{Дж}}{\text{м}^3 \text{К}}$.

Оцінений річний технічно досяжний енергетичний потенціал теплової геотермальної енергії в Україні є еквівалентним 6,9 млн т н.е., а його використання дозволить заощадити близько 5,6 млрд м³ природного газу (рис. 6.15, 6.16 і табл. 6.4) [26].



Рис. 6.15. Технічний потенціал електричної потужності геотермальних ресурсів України

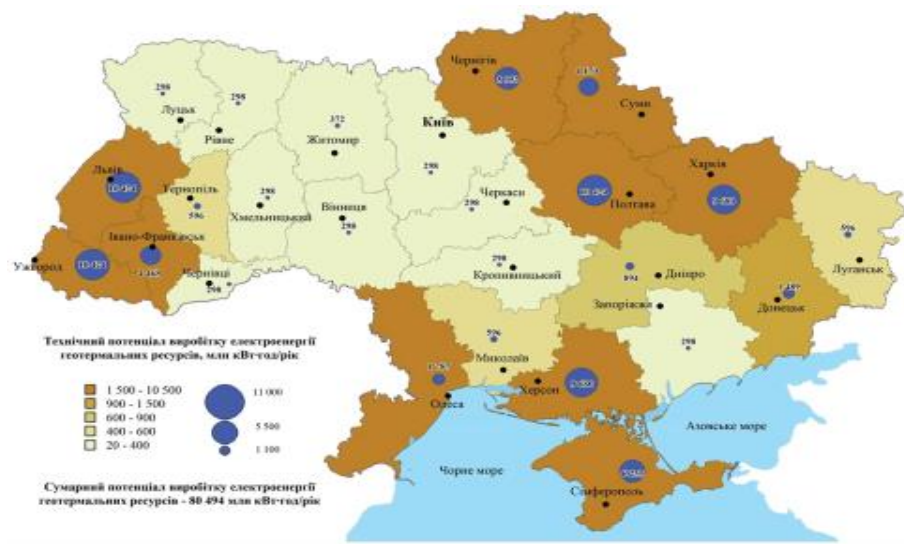


Рис. 6.16. Технічний потенціал виробітку електроенергії геотермальних ресурсів України

Таблиця 6.4. Потенціал геотермальної енергії України [26].

№ з/п	Область	Потенціал електричної потужності, МВт	Потенціал виробітку, млн кВт·год/рік
1	2	3	4
1	АР Крим	840	6255
2	Вінницька	40	298
3	Волинська	40	298
4	Дніпропетровська	120	894
5	Донецька	200	1489
6	Житомирська	50	372
7	Закарпатська	1400	10 424
8	Запорізька	40	298
9	Івано-Франківська	600	4468
10	Київська	40	298
11	Кіровоградська	40	298

ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

№ з/п	Область	Потенціал електричної потужності, МВт	Потенціал виробітку, млн кВт·год/рік
12	Луганська	80	596
13	Львівська	1400	10 424
14	Миколаївська	80	596
15	Одеська	240	1787
16	Полтавська	1400	10 424
17	Рівненська	40	298
18	Сумська	560	4170
19	Тернопільська	80	596
20	Харківська	1300	9680
21	Херсонська	1300	9680
22	Хмельницька	40	298
23	Черкаська	40	298
24	Чернівецька	40	298
25	Чернігівська	800	5957
Всього		10 810	80 494

6.2.4. Технології геотермальної енергетики

Технологічні способи та параметри вилучення й перетворення теплоти надр на електричну енергію істотно залежать від особливостей геотермальних родовищ, насамперед від температури геотермального теплоносія.

За цим показником геотермальні ресурси поділяються на три основні класи: високотемпературні, середньотемпературні та низькотемпературні. Температурні характеристики, місця природного поширення й технології освоєння окремих класів геотермальних ресурсів ілюструє табл. 6.5 [32].

Для перетворення теплової енергії геотермального теплоносія на електричну енергію застосовують паротурбінні цикли. При цьому для першого класу геотермальних ресурсів як робоче тіло використовують суху перегріту пару (технологія «dry steam»), для другого класу – насичену вологу пару з одно-, дво- або трикратним адіабатним розширенням («flash», «double flash», «triple flash» технології). Всі ці технології є одноконтурними.

Третій клас геотермальних ресурсів використовується тільки за допомогою двоконтурних циклів. У двоконтурних або бінарних установках безпосередній контакт геотермального флюїду з робочим тілом паротурбінного циклу відсутній. Геотермальний флюїд використовують як

нагрівальне середовище проміжного теплообмінника-парогенератора паротурбінного циклу, де відбувається випаровування робочого тіла.

Як робоче тіло найчастіше застосовують низькокиплячі речовини на основі вуглецевих (органічних) сполук. Внаслідок чого двоконтурні ГеоЕС прийнято позначати латинською аббревіатурою «ORC» (Органічний цикл Ренкіна). В окремих низькотемпературних установках використовують також водо-аміачний розчин за циклом Каліни.

Таблиця 6.5. Класи та способи використання геотермальних ресурсів для виробництва електричної енергії

Клас ресурсів	Поширення	Технології використання
Високо-температурні: >200 °C	Локальне поширення в зонах активного магматизму і вулканізму	Парові турбіни сухої пари, схема адіабатного скипання, подвійного та потрійного адіабатного скипання
Середньо-температурні: 150–200 °C	У більшості гірсько-складчастих областей континентів	Двокаскадні (бінарні) паротурбіни, у тому числі на органічному робочому тілі (ORC) або за циклом Каліни
Низько-температурні: <150 °C	Як у гірсько-складчастих областях, так і в артезіанських басейнах платформного типу	Пряме використання (побутове і промислове тепlopостачання) й виробництво електроенергії з використанням бінарних циклів

Основні переваги двоконтурних (бінарних) циклів перед одноконтурними:

- повніше використовується теплота флюїду;
- можливе використання геотермальних теплоносіїв з відносно низькою температурою (80–130 °C), поширення родовищ яких у природі є значно більшим;
- виключається потрапляння агресивних компонентів геотермальних флюїдів у паросиловий цикл, що забезпечує тривалу експлуатацію його обладнання (турбіна, конденсатор тощо);

- виключається потрапляння супутніх шкідливих газів в атмосферу (навколишнє середовище).

Основними недоліками бінарних ГеоЕС є певна складність поводження з робочими тілами, що перебувають під тиском, висока вартість та зростаючий рівень вимог до екологічних характеристик робочих тіл, збільшення капітальних витрат проєкту через наявність проміжного теплообмінника-парогенератора.

Водночас бінарні установки широко застосовуються в геотермальній енергетиці, і з кожним роком популярність цього виду технологій зростає. Так у 2015 році у світі експлуатувалося 612 ГеоЕС сумарною встановленою потужністю 12 639 МВт, з них 326 одноконтурних та 286 бінарних (табл. 6.6) [32].

Таблиця 6.6. Розподіл існуючих ГеоЕС за типами геотермальних технологій

Технологічний тип	Кількість установок	Встановлена потужність, МВт	Середня одинична потужність, МВт
Безконденсаторні (back pressure)	26	181	7
Бінарні (binary)	286	1790	6
З подвійним адіабатним розширенням (double flash)	68	2544	37
З прямим використанням пари (dry steam)	63	2863	45
З адіабатним розширенням (flash)	167	5079	30
З потрійним адіабатним розширенням (triple flash)	2	182	91
Разом:	612	12 639	21

Принцип дії та основні теплові схеми геотермальних електростанцій представлено нижче.

Схема ГеоЕС з прямим використанням пари показана на рис. 6.17 [33].

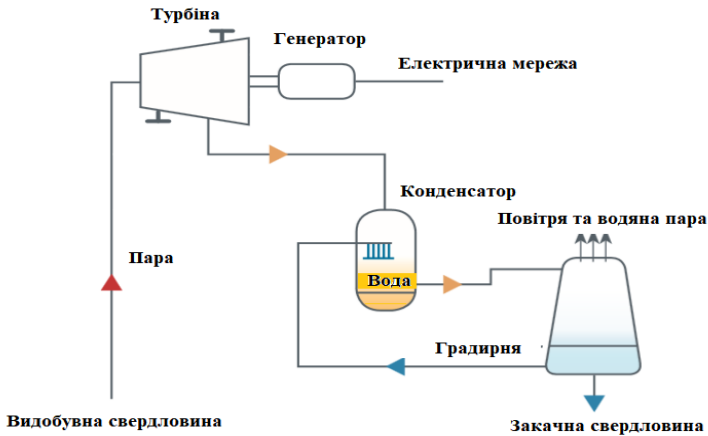


Рис. 6.17. Принципова схема ГеоЕС на сухій парі з конденсатором змішувального типу

Суха пара зі свердловини після очищення в сепараторі подається безпосередньо в турбіну, звідти – в конденсатор змішувального типу. Частина охолодженого конденсату використовується для конденсації пари, інша частина закачується в пласт. Відомі установки з конденсатором поверхневого типу та очищенням неконденсованих газів від сірководню.

У окремих випадках, зокрема на початкових етапах освоєння геотермальних родовищ, використовуються турбіни без конденсації пари – з атмосферним вихлопом, які у статистиці позначаються терміном («back pressure»). Станції цього типу використовують пару з температурою понад 150 °C і ступенем вологості менш ніж 0,005 % для запобігання утворення накипу або вологої ерозії проточної частини парових турбін. Номінальна потужність турбін ГеоЕС із прямим використанням пари становить від 8 до 140 МВт.

ГеоЕС з однократним, двократним та трикратним адіабатичним розширенням найрозповсюдженіші сьогодні. Використовуються тоді, коли в геотермальному флюїді переважає вода

Від установок з прямим використанням пари їх відрізняє те, що пару одержують внаслідок попереднього адіабатного розширення вихідної пароводяної суміші або рідини геотермального флюїду в сепараторі миттєвого кипіння («Flash»). Одержана пара спрямовується в турбіну, після її охолодження конденсується і в рідкому вигляді закачується в пласт. Охолоджена рідина флюїду відводиться з сепаратора і закачується в пласт разом з конденсатом пари (рис. 6.18).

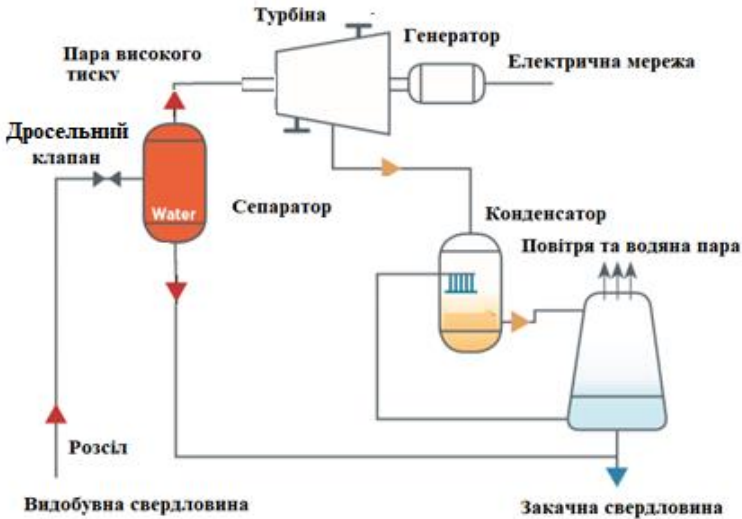


Рис. 6.18. Принципова схема ГеоЕС з одноступеневим розширенням

У разі багатоступеневого, і зокрема двоступеневого розширення (рис. 6.19) частково охолоджена рідина геотермального флюїду послідовно подається в сепаратори другого та третього ступеня (якщо вони є), де внаслідок адіабатного розширення генерується пара відповідно середнього та низького тисків. Утворені потоки пари подаються у відповідні відсіки проточної частин парової турбіни [33].

Наявність додаткового розширення ускладнює схему через необхідність організації двох впусків пари в турбіну, але дозволяє істотно, на 15–20 %, підвищити потужність на одиницю масової витрати геотермального флюїду. Схеми адіабатного розширення найкраще застосовні до флюїдів з температурою на рівні 180 °C та вище. Одинична потужність установок одноступеневого розширення змінюється на практиці в межах 0,2–80 МВт, установок двоступеневого розширення – 2–110 МВт, триступеневого – 60–150 МВт.

Двоконтурні (бінарні) ГеоЕС застосовують звичайно до низько- та середньотемпературних геотермальних флюїдів, які використовують для нагрівання, випаровування та інколи перегрівання пари робочого тіла паротурбінних циклів у проміжному теплообміннику-парогенераторі (рис. 6.20) [33].

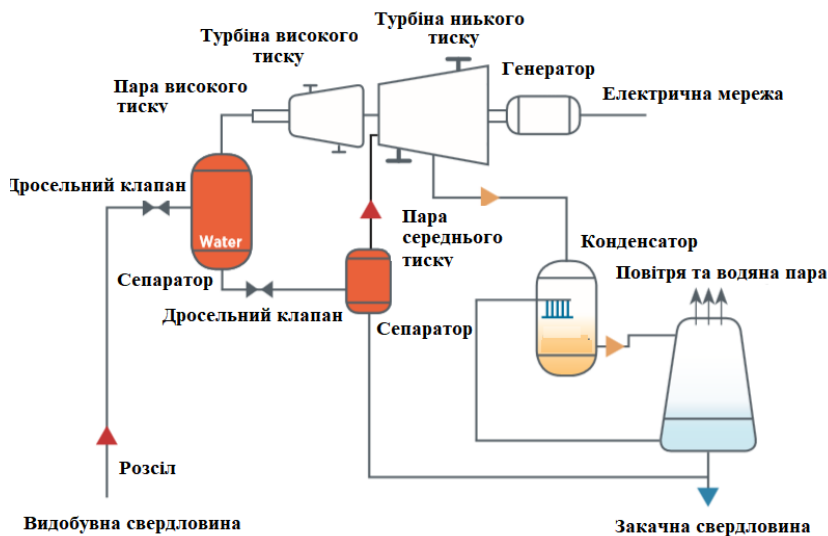


Рис. 6.19. Принципова схема ГеоЕС з двоступеневим розширенням

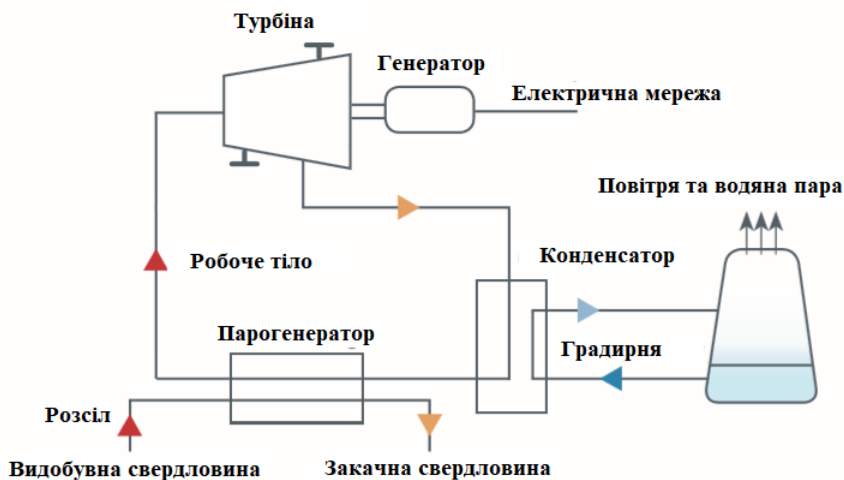


Рис. 6.20. Принципова схема двоконтурної (бінарної) ГеоЕС на органічному робочому тілі [33]

Як робочі тіла паротурбінних циклів використовують низькокиплячі вуглеводневі сполуки або розчин аміаку у воді.

У першому випадку реалізується паротурбінний цикл Ренкіна на органічному робочому тілі, в другому – реалізується водо-аміачний цикл Каліни, який характеризується змінною температурою випаровування та конденсації робочого тіла.

Робота бінарної ГеоЕС органічного циклу Ренкіна відбувається в такий спосіб (рис. 6.20.). Геотермальний флюїд з видобувної свердловини проходить парогенератор, де охолоджується та повертається у пласт через свердловину закачування.

Теплота геотермального флюїду сприймається робочим тілом паротурбінного циклу, яке проходить у парогенераторі стадії нагрівання до температури насичення, випаровування до стану сухої пари та незначного перегріву вище температури насичення, розширюється у турбіні й потрапляє в конденсатор, де переходить у рідинний стан за рахунок охолодження циркуляційною водою, яка своєю чергою віддає теплоту охолодження в оточуюче повітря через повітряну градирню. Температура випаровування робочого тіла оптимізується за значеннями температур вихідного флюїду та конденсації пари після турбіни.

На практиці найчастіше використовують докритичні цикли Ренкіна на насиченій або трохи перегрітій парі, серед яких розрізняють традиційний цикл (рис. 6.21, а) та рекуперативний цикл (рис. 6.21, б) [34].

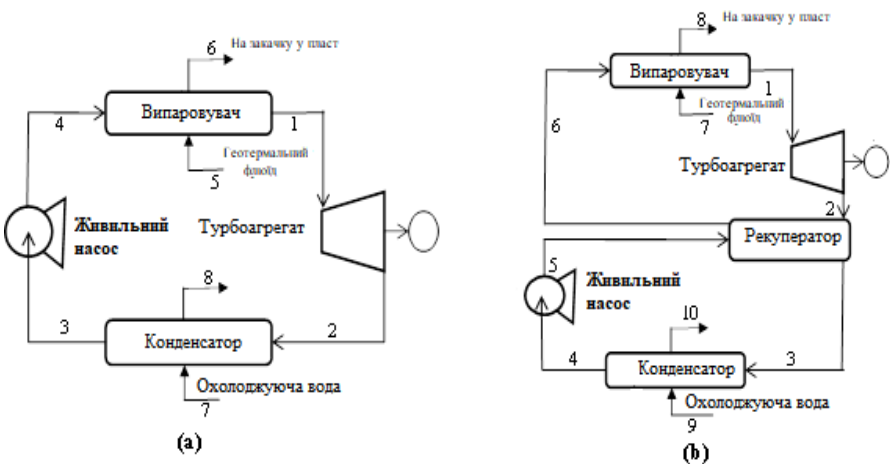


Рис. 6.21. Принципові теплові схеми бінарних ГеоЕС на органічному робочому тілі: а – традиційна схема; б – теплова схема з рекуператором-охолоджувачем перегріву пари

Традиційний цикл найбільше підходить до робочих тіл із дзвіноподібною кривою рівноваги «рідина–пара» (так звані вологі робочі тіла), для яких процес розширення в турбіні закінчується поблизу кривої насичення за тиском в конденсаторі (рис. 6.22, а) [35].

Рекуперативний цикл застосовують звичайно до робочих тіл з навислою кривою рівноваги (такі робочі тіла відносять до категорії «сухих»), для яких процес розширення в турбіні закінчується в області перегрітої пари (рис. 6.22, б) [35]. Рекуперация дозволяє повернути в цикл частину теплоти перегріву, збільшуючи термічний ККД циклу.

Одинична потужність бінарних ГеоЕС з органічним циклом Ренкіна змінюється від 0,1 до 50 МВт.

Бінарні ГеоТЕС органічного циклу Ренкіна зазвичай застосовують за температур геотермального ресурсу в діапазоні 100–170 оС, хоча вони працездатні як за більш низьких, так і за більш високих температур. Наприклад, у США (штат Аляска, курортне містечко Чина-Хот-Спрінгс) успішно реалізований проєкт спорудження бінарної ГеоТЕС на ОРС у складі двох установок одиничною потужністю по 200 кВт, що використовують геотермальну воду з температурою 73 °С. У Португалії, Новій Зеландії, Японії працюють установки, що використовують флюїд з температурою 246–253 °С [36].

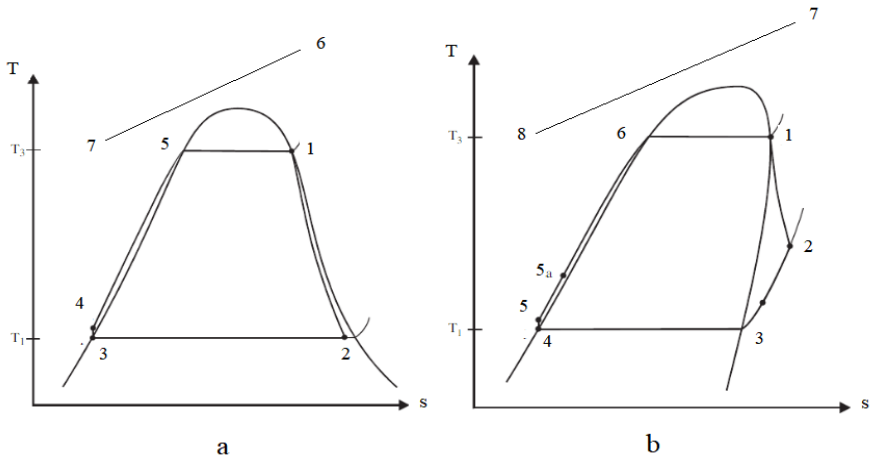


Рис. 6.22. Докритичні термодинамічні цикли бінарної ГеоЕС з ОРС на насиченій парі у T-s-діаграмі: а – робочі тіла із дзвіноподібною кривою рівноважного стану; б – робочі тіла з навислою кривою рівноважного стану

Окрім прямого використання бінарні ГеоТЕС застосовують для утилізації скидної теплоти існуючими установками з однократним адіабатним розширенням.

Реалізація циклу Каліни представлена на рис. 6.23.

Геотермальний флюїд з видобувної свердловини (1) проходить механічний фільтр (2), парогенератор (3), після чого повертається в пласт через свердловину закачування (12). Робоче тіло випаровується в сепараторі (4), насичується паром аміаку та подається на турбіну (5), яка приводить у дію електричний генератор (6). Залишковий розчин, розбавлений водою, проходить економайзер (7), дроселюється та змішується з робочим тілом, багатим на аміак, що покидає турбіну. Одержаний розчин проходить рекуперативний теплообмінник (8), потрапляє в конденсатор (9), де переходить у повністю рідкий стан, віддаючи теплоту конденсації до охолоджувальної води, яка своєю чергою охолоджується у випарній повітряній градирні (10). Циркуляція охолоджувальної води забезпечується циркуляційним насосом (14). Рідина з конденсатора повертається в цикл за допомогою живильного насоса (13). Після послідовного нагрівання в рекуператорі (8) та економайзері (7) рідина випаровується в парогенераторі (3) та повертається в сепаратор (4), де знову насичується паром аміаку та потрапляє в турбіну.

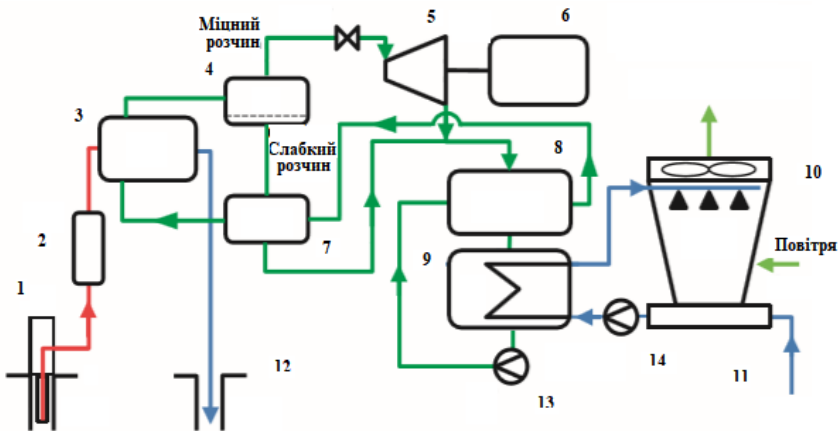


Рис. 6.23. Принципова схема бінарної ГеоТЕС за циклом Каліни:
 1 – видобувна свердловина; 2 – фільтр; 3 – парогенератор; 4 – парогенератор;
 5 – парова турбіна; 6 – електричний генератор; 7 – економайзер;
 8 – рекуператор; 9 – конденсатор; 10 – повітряна градирня; 11 – джерело
 води; 12 – поглинальна свердловина; 13 – живильний насос; 14 –
 циркуляційний насос

Основні переваги циклу Каліни перед циклом Ренкіна:

- теплообмін робочого тіла з геотермальним флюїдом та охолоджувальною водою в парогенераторі та конденсаторі відбувається за

змінної температури водоамічного розчину, що дозволяє знизити рівень зовнішньої незворотності робочого циклу, яка є основним фактором зниження ефективності класичного циклу Ренкіна;

- використання аміаку дозволяє знизити розмір і вартість турбіни;
- аміак є природним робочим тілом з нульовим фактором глобального потепління.

Недоліки циклу Каліни:

- висока внутрішня незворотність циклу;
- високі витрати води системою випарного охолодження;
- складність і висока вартість теплообмінного обладнання;
- висока хімічна агресивність робочих тіл, що потребує ретельного

підбору матеріалів технологічного обладнання.

Термодинамічна ефективність циклу Каліни залежить від співвідношення зовнішньої незворотності процесів теплообміну та внутрішньої незворотності процесів змішування та розділення компонентів робочого тіла. В діапазоні температур геотермальної води (100–140 °C) ORC на робочому тілі R245fa ефективніший, ніж цикл Каліни, але за вищих температур цикл Каліни є кращим за інші цикли бінарних GeoTES.

Хоча цикл Каліни й має певні теоретичні переваги, його використання ще не доведено до комерційного рівня через низку експлуатаційних проблем. Наприклад, при експлуатації GeoTES за циклом Каліни Хусавік (Húsavík), Ісландія, на геотермальному флюїді з температурою 124 °C потужністю 2 МВт, введеної у дію 2000 року, було виявлено значне корозійно-ерозійне пошкодження проточної частини турбіни, складнощі регулювання компонентного складу робочого тіла. Заміни матеріалів турбіни на стійкіші не дозволили повністю вирішити цю проблему.

Останніми десятиліттями низку практичних проблем вдалося вирішити, і сьогодні дві GeoTES на циклі Каліни експлуатуються в Німеччині. На геотермальній станції теплопостачання Unterhaching, Bavaria працює GeoTES за циклом Каліни потужністю 3,3 МВт з річним виробництвом 6,9 ГВт·год електричної енергії (2013 р.). Друга GeoTES на циклі Каліни потужністю 0,55 МВт працює в м. Брухзаль на Верхньорейнській рівнині, пройшовши тривалу реконструкцію.

Враховуючи обмеження на використання робочих тіл для циклу Ренкіна за фактором пожежної та вибухової небезпечності (природні вуглеводні парафінового ряду – n-бутан, n-пентан) або внаслідок їх впливу на глобальне потепління (холодоагент R134a), цикл Каліни має певні перспективи для подальшого розповсюдження за умови внесення технологічних удосконалень.

1.3. Петротермальні ресурси

Найпоширенішим видом геотермальних ресурсів є петротермальні ресурси, на частку яких припадає більш ніж 98 % загальної кількості геотермальних запасів. За даними Світового енергетичного конгресу 1980

року [13], придатні для ефективного освоєння геотермальні ресурси оцінюються в кількості 137 трлн т у.п., з яких петротермальні ресурси становлять 134 трлн т у.п.

Крім практично повсюдного поширення й існування величезних запасів цього виду ресурсів важливою перевагою геотермальних технологій також є використання штучного теплоносія, фізико-хімічні характеристики й робочі параметри якого можуть бути сплановані заздалегідь і ретельно проконтрольовані під час освоєння. Штучний теплоносіє не містить шкідливих домішок і не вимагає додаткових заходів з його очищення та підготовки до використання.

Перевагою такого способу видобування геотермальних ресурсів є практично замкнений цикл фільтрації геотермального теплоносія, що забезпечує охорону навколишнього середовища від забруднень.

Ідея використання тепла перегрітих сухих непроникних порід була висунута К. Цюлковським, Ч. Парсонсом і В. Обручевим. Нині ця технологія отримала назву Hot Dry Rock (HDR-технології).

6.3.1. Видобування петротермальних ресурсів зі створенням штучного колектора

Процес вилучення петротермальних ресурсів загалом аналогічний гідротермальним технологіям. Відмінною особливістю петротермальних енергетичних систем є створення в масиві гарячих сухих порід штучної проникної зони, яка в подальшому виконує функцію колектора-резервуара. У створений штучний колектор через нагнітальну свердловину подається теплоносіє – холодна вода поверхневих водоймищ або прісні води верхніх водоносних горизонтів. Далі відбувається нагрів теплоносія за рахунок теплоти масиву. Нагрітий теплоносіє у вигляді термальної води або пари виводиться на поверхню за допомогою видобувної свердловини.

Створення проникної зони – найважливіший етап видобування петротермальних ресурсів, який здійснюється за допомогою різних механічних, фізичних і хімічних методів, а частіше їх комбінацією.

Сьогодні для створення штучного проникного колектора-резервуара використовують такі методи: гідророзрив, спрямовані вибухи, ділатаційне розуцільнення структури порід колектора, термогазодинамічна обробка спалюванням порохової суміші, кріогенна обробка сухим льодом, нагнітання в тріщини розриву рідкої вуглекислоти й рідкого азоту та інші. Найпоширенішим методом є гідророзрив.

На рис. 6.24 показані основні особливості технології гідророзриву. Робоча рідина, що являє собою желеподібну суміш води, піску й хімічних реагентів, головними з яких є полімери, під тиском, що в 2–4 рази перевищує пластовий, подається у свердловину [37]. Завдяки похилій свердловині

збільшується площа тепловідбору, отже, покращуються показники ефективності використання енергосистеми в цілому.

Крізь ділянки перфорації в обсадній колоні свердловини нагнітальна суміш під тиском виштовхується і завдає удар по породах масиву. Гідравлічний тиск діє на породу, створюючи в ній розтягувальні напруження, що утворюють тріщини розриву. Після цього свердловина й зона тріщинуватості промиваються від шахтних вод і продуктів руйнування.

Підтримка гідростатичного тиску у створеній проникній зоні робить тріщини й розломи доступними для фільтрації теплоносія й транспортування його на поверхню.

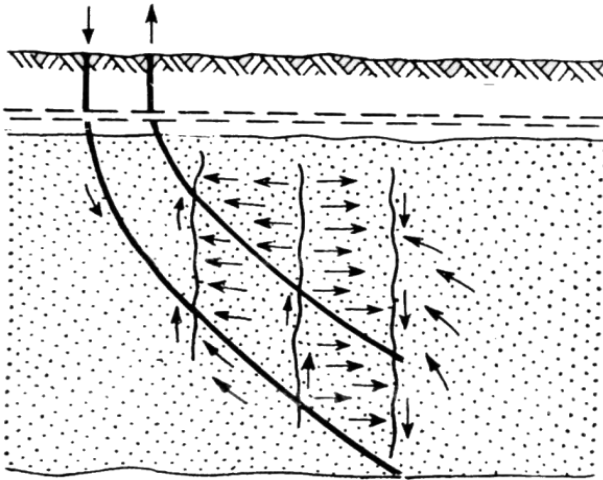


Рис. 6.24. Серія вертикальних тріщин гідророзриву
у породах масиву

Попри те, що метод гідророзриву є технологічно складним, дорогим і трудомістким, він досить успішно застосовується у низці країн для створення штучних колекторів і підвищення продуктивності нафтових і газових свердловин.

Таким чином, сьогодні проблема створення штучних колекторів-резервуарів у непроникних перегрітих масивах порід практично вирішена, зусилля фахівців спрямовані на вдосконалення методів створення штучних колекторів, підвищення їх герметичності, зменшення витоків теплоносія, зниження гідравлічного опору під час фільтрації теплоносія вздовж тріщин колектора, розробку високочутливої контрольної-вимірювальної апаратури тощо.

6.3.2. Видобування петротермальних ресурсів без створення штучного колектора

Видобування петротермальних ресурсів з масиву нагрітих сухих порід без створення штучного колектора-резервуара здійснюється за допомогою свердловинного теплообмінника.

Принцип дії свердловинного теплообмінника зображений на рис. 6.25. У свердловині, яка розкрила масив гарячих порід, розміщується вертикальна труба меншого діаметра. У проміжок між обсадною колоною свердловини й вертикальною трубою подається холодний штучний теплоносіє.

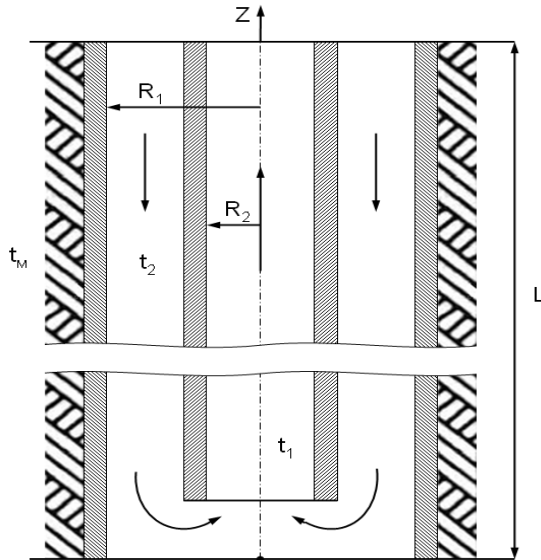


Рис. 6.25. Схема руху теплоносія у свердловинному теплообміннику типу «труба в трубі»

Рухаючись уздовж свердловини, теплоносіє нагрівається за рахунок теплового потоку, що надходить від масиву. У верхній частині свердловини відбувається незначне охолодження теплоносія зустрічним потоком. Нагрітий теплоносіє по внутрішній трубі повертається на поверхню для використання.

Слід зазначити, що внутрішня труба може мати різну форму, крім прямої вона може бути U-подібною або закрученою в спіраль.

Кількість теплоти, яка вилучається одиночною свердловиною, залежить від теплофізичних властивостей гірського масиву, який її оточує, витрат теплоносія, що циркулює, його теплофізичних властивостей і граничних умов між гірським масивом і теплоносієм, що рухається у вертикальній трубі.

В Інституті відновлюваної енергетики НАНУ виконано математичне моделювання теплових процесів під час руху теплоносія у свердловинному теплообміннику типу «труба в трубі». Розрахунки показали, що для середніх геолого-геотермічних умов території України (глибина свердловини 5000 м, діаметр свердловини 0,16 м, геотермічний градієнт – 2, °C/100 м, масив складений з піщанику) без урахування охолодження теплоносія у верхній частині свердловини питомий тепловий потік від масиву має значення від 20 до 40 Вт на погонний метр (рис. 6.26). Початкова теплова продуктивність свердловини становить 1,3 МВт, а через проміжок часу – 40·103 год потужність стабілізується на значенні 0,65 МВт [38].

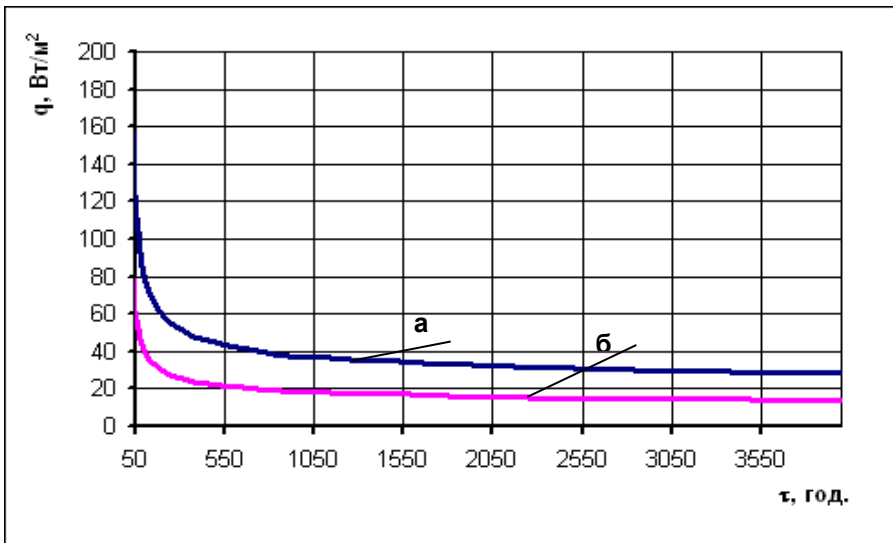


Рис. 6.26. Залежність питомого теплового потоку від часу експлуатації свердловини: температурний перепад між теплоносієм і стінкою свердловини – 5 °C (а) і 10 °C (б)

Залежно від теплофізичних параметрів гірського масиву свердловинний теплообмінник можна використовувати як для виробництва теплоти, так і для генерації електроенергії із застосуванням всіх перерахованих вище геотермальних технологій (суха пара, волога пара, бінарний цикл).

6.3.3. Системи видобування петротермальних ресурсів у світі

Перша установка геотермального опалення, що використовує теплоту сухих природно-тріщинуватих порід, була збудована в Парижі 1963 року. А в 1977 році в місцевості Фентон Хіл (США) збудована система геотермального теплопостачання, для якої було створено перший у світі штучний проникний резервуар-колектор.

Технологія генерації електричної енергії з теплоти перегрітих сухих непроникних порід була розроблена Лос-Аламоською Національною лабораторією в 1970 році.

Нині цим напрямом геотермальної енергетики займаються у 65 країнах світу; успішно використовують цю технологію для теплопостачання й кондиціонування повітря у Франції, США, Великій Британії, Японії, Німеччині та інших країнах.

Сьогодні внесок у світову енергетику петротермальних енергетичних систем дуже незначний, і більшість з них перебуває на стадії дослідної експлуатації. Основні параметри існуючих петротермальних установок наведено в табл. 6.7.

Таблиця 6.7. Параметри деяких експериментальних петротермальних установок на базі ГЦС у світі

Назва проекту (Країна)	Фентон Хіл (США)	Хіджиорі (Японія)	Розманувес (Англія)	Соултс (Франція)	Параметри, необхідні для промислового виробництва електроенергії
Глибина, м	3500	2200	2000	3500	
Температура, °C	232	270	80	170	200
Відстань між свердловинами, м	150– 300	130	160–270	450	500
Масова витрата теплоносія, кг/с	7	12	15	25	50
Витоки води, %	10	25	25	0	10
Теплова про- дуктивність, МВт	5	7	3	11	50

6.4. Субгеотермальні (приповерхневі) ресурси

Концепція теплових насосів була розроблена на базі циклу Карно в 1852 році фізиком і інженером Вільямом Томпсоном (Лордом Кельвіном). Далі вона була вдосконалена австрійським інженером Петером фон Рітінгером, він же спроектував і встановив перший тепловий насос.

А через сто років, у 1930-ті роки, винайшли перший повноцінний тепловий насос, який обігрівав приміщення й забезпечував мешканців будинку гарячою водою. Цю функціональну установку вперше представили в Англії, а потім і в США. Після цього почалося активне виробництво теплових насосів у всьому світі, з кожним роком воно набирає все більших обертів і швидко вдосконалюється.

Освоєння субгеотермальних ресурсів за допомогою теплових насосних установок характеризується найшвидшими темпами зростання у світі. На

початок 2020 року 71,6 % встановлених геотермальних теплових потужностей і 59,2 % річного виробітку теплової енергії припадає на теплові насоси. Встановлена потужність досягла позначки 78 ГВт, а річне споживання енергії – 600 тис. ТДж (рис. 6.27, 6.28) [39]. Найвищі показники встановлених потужностей геотермальних теплових насосних установок спостерігаються у Китаї, США, Швеції, Німеччині та Фінляндії, на які припадає 77,4 % загальної кількості й 83,5 % кількості виробленого в світі геотермального тепла [39].

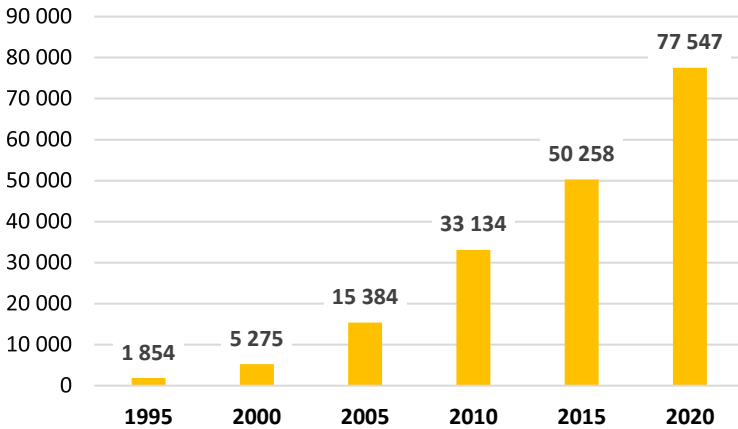


Рис. 6.27. Встановлена потужність геотермальних теплових насосів у світі, МВт [39]

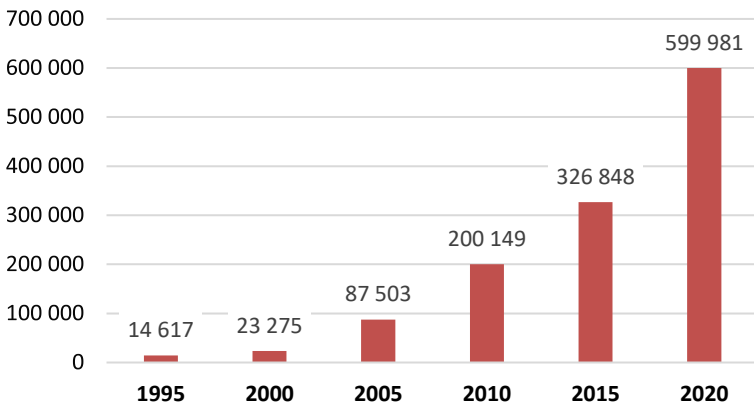


Рис. 6.28. Кількість згенерованої енергії геотермальними тепловими насосами у світі, ТДж/рік [39]

Хоча більшість установок експлуатуються в Північній Америці, Європі та Китаї, вже 54 країни використовують геотермальні теплонасосні технології. Точну кількість існуючих установок визначити складно, але якщо взяти за середню потужність одиниці – 12 кВт (типове навантаження будинків у США і Західній Європі), то в світі побудовано 6,5 млн одиниць. Потужність окремих установок змінюється від 5,5 кВт – для житлових будинків і понад 150 кВт – для комерційних підприємств і установ.

У 2023 році продажі теплових насосів у всьому світі впали приблизно на 3 %. Єдиною країною, де відбувалось зростання продажів (12 %) переважно за рахунок повітряних теплових насосів, був Китай (рис. 6.29).

В Україні останніми роками також спостерігається стрімке зростання впровадження геотермальних теплових насосів у системи теплопостачання, однак їх статистичний облік практично не ведеться. Внаслідок цього сьогодні достеменно невідомий як рівень сумарної встановленої потужності парку теплових насосів, так і його поділ за джерелами низькопотенційної теплоти [40]. З метою оцінки обсягів освоєння потенціалу субгеотермальних ресурсів України були оброблені дані фіскального обліку митної служби країни щодо імпорту теплових насосів та їх компонентів, а також відомості щодо понад 350 впроваджених теплонасосних установок одиничною потужністю від 6 до 500 кВт. Зібрані дані дозволяють приблизно оцінити сумарну теплову потужність теплових насосів, які зараз використовуються в Україні, на рівні 1800 МВт.

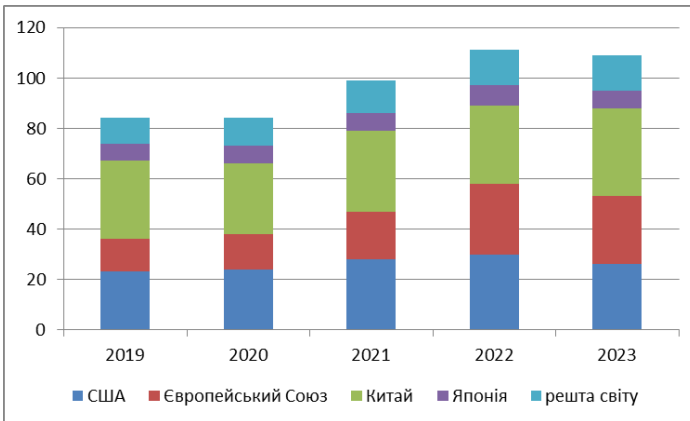


Рис. 6.29. Продажі теплових насосів у світі, ГВт [18]

Фахівцями ІВЕ НАН України було проведено прогностичну оцінку енергетичного потенціалу видобування теплоти за рахунок енергії верхніх не насичених водою шарів Землі та верхніх водоносних горизонтів. Потенціал теплоти верхніх шарів Землі розраховувався за формулою [41]:

$$Q = F \cdot H \cdot C_v \cdot \Delta t \cdot 10^{-6}, \quad (5.2)$$

де F – площа земної поверхні, на якій можливо облаштувати геотермальні поля для вилучення теплоти Землі, м^2 ; H – глибина ґрунтового масиву, приймалась рівною 300 м; C_v – середня об'ємна теплоємність порід ґрунтового масиву, приймалась рівною 600 $\text{ккал/м}^3 \cdot ^\circ\text{C}$; Δt – температурний перепад, який спрацьовується в тепловому насосі, приймався рівним 10 $^\circ\text{C}$.

У розрахунках потенціалу верхніх шарів Землі приймалося, що площа земної поверхні, на якій можливо облаштувати геотермальні поля для вилучення теплоти Землі, дорівнює площі забудованих територій України з урахуванням перспектив будівництва на найближчі 20 років і типу потенційного споживача енергії (житлові забудови, землі промисловості, сільськогосподарські землі та землі громадського призначення). Енергетичний потенціал верхніх шарів ґрунту України дорівнює 187,8 млн Гкал, або 26,8 млн т у.п.

Потенціал теплоти верхніх водоносних горизонтів розраховувався за формулою [41]:

$$Q = G \cdot C \cdot \Delta t \cdot \tau, \quad (5.3)$$

де G – кількість теплоносія, яку можливо отримати з верхніх водоносних горизонтів, $\text{м}^3/\text{год}$; C – питома теплоємність теплоносія, $\text{ккал/(м}^3 \cdot ^\circ\text{K)}$; Δt – температурний перепад, який спрацьовується в тепловому насосі, приймався рівним 5 $^\circ\text{C}$; τ – тривалість опалювального періоду, год.

Згідно [41], невикористані в 2018 році балансові запаси верхніх водоносних горизонтів становлять 13 470 тис. $\text{м}^3/\text{добу}$. Якщо припустити енергетичне використання цих вод із застосуванням теплонасосних установок, то енергетичний потенціал водоносних горизонтів України буде еквівалентним 32 млн т у.п. у рік за умови 50-річного використання свердловин.

6.5. Акумулявання теплоти й холоду у верхніх водоносних горизонтах

Акумулявання скидної теплоти від відновлюваних джерел енергії, енергетичних установок на традиційному паливі та промислових підприємств є дуже перспективним напрямом геотермальної енергетики, особливо в комбінації з використанням теплонасосних технологій. Акумулявання теплоти дозволяє зменшити споживання традиційних енергоресурсів і скоротити викиди вуглецю.

Перші системи підземного акумулявання теплової енергії (ATES) були створені в Китаї в 1960-х роках [42]. У провінції Шанхай для технологічних цілей текстильних фабрик було вилучено величезну кількість підземних вод,

що призвело до просідання земної поверхні. Було прийнято рішення закачувати в горизонти холодну поверхневу воду. Згодом установили, що вода в горизонті зберігає свою температуру й може використовуватися для промислового охолодження.

У 1970-х роках було запропоновано зберігання теплової енергії в водоносних горизонтах, що сприяло проведенню польових експериментів і техніко-економічному обґрунтуванню таких систем у Франції, Швейцарії, США та Японії.

Сьогодні у світі працює понад 3500 систем зберігання теплової енергії у водоносних горизонтах (ATES), які використовуються як для опалення, так і для кондиціювання приміщень. Близько 3000 з цих установок працюють у Нідерландах [43]. Одним з ключових факторів швидкого впровадження ATES у Нідерландах стало прийняття законів щодо ефективності будівель, підтримка з боку голландського уряду через програми стимулювання, а також зміна громадського сприйняття важливості використання альтернативних джерел енергії. У Нідерландах розташована найбільша на цей момент система ATES в Технологічному університеті в г. Ейндховен (20 МВт·год по теплу і холоду). Багато систем ATES розташовані в Швеції, Данії та Бельгії, які зараз переживають швидкий розвиток [44]. На сьогоднішній день Нідерланди залишаються головним лідером у впровадженні технології ATES.

6.6. Експериментальний геотермальний полігон Інституту відновлюваної енергетики НАН України

З метою дослідження ефективності використання низькопотенційної теплоти підземних вод та не насичених водою верхніх шарів Землі в Інституті відновлюваної енергетики НАН України на прибудинковій ділянці корпусу № 2, що розташований за адресою вул. Метрологічна буд. 50, було створено Експериментальний геотермальний полігон.

На території полігону пробурено 5 свердловин різного призначення. Чотири свердловини (№ 1, 8, 10, 11) розкрили верхній полтавський водоносний горизонт, св. № 7 розкрила другий від поверхні Землі бучакський водоносний горизонт. Усі свердловини (крім св. № 10) з'єднані підземними трубопроводами й облаштовані в такий спосіб, що можуть працювати як у режимі відкачки, так і у режимі нагнітання. Свердловини приєднані трубопроводами до опалювальної системи корпусу № 2 [45].

Дослідження ефективності використання не насичених водою шарів Землі виконується за допомогою вертикальних ґрунтових теплообмінників. З цією метою в кожному зі свердловин № 10/1 і № 10/2, які мають глибину 20 м, встановлено U-подібний теплообмінник та коаксіальний теплообмінник «труба в трубі». Теплообмінники приєднані до системи моніторингу

температури, яка дозволяє фіксувати зміни температури ґрунту на глибинах 20, 15, 10 і 5 м під час експлуатації теплообмінників [46].

Схема розташування, конструкції свердловин та геологічний розтин ділянки полігону показано на рис. 6.30 і рис. 6.31.

Для дослідження впливу процесів фазових перетворень на ефективність використання низькопотенційної теплоти верхніх шарів Землі співробітниками ІВЕ НАНУ розроблений та змонтований реверсійний термосифон.

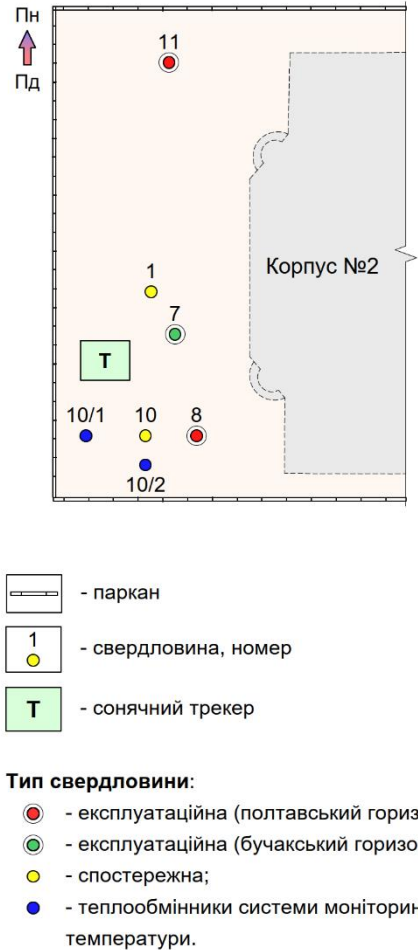


Рис. 6.30. Схема ділянки Експериментального геотермального полігону

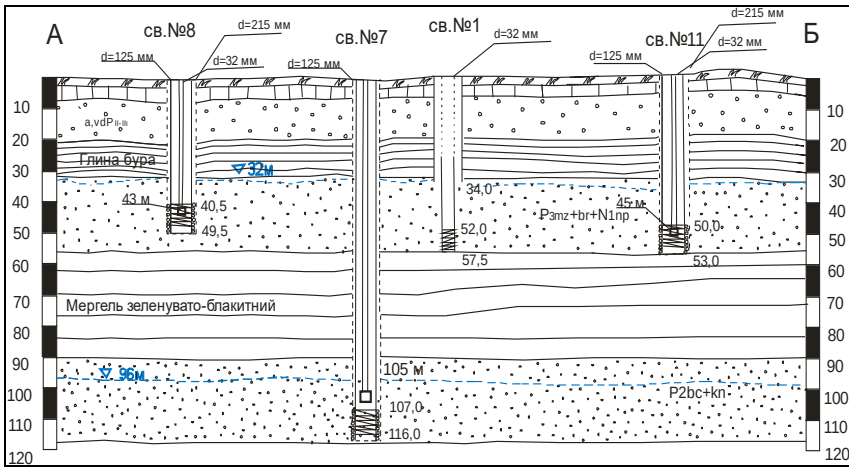


Рис. 6.31. Геолого- гідрогеологічний розтин ділянки й технічні характеристики свердловин

На базі пробурених св. № 7 та св. № 11 створено експериментальну установку з дослідження ефективності акумулювання теплоти й холоду в полтавському водоносному горизонті [47]. Принципова схема експериментальної установки наведена на рис. 6.32, деякі елементи системи показано на рис. 6.33.

Згідно з принциповою технологічною схемою, підземна вода з температурою 12 °С із видобувної свердловини подається свердловинним насосом до групи накопичувальних баків, які відіграють роль акумуляторів холоду. Після повного заповнення баків водою вмикається насосна станція, яка подає воду на фанкойли. Вода, що пройшла через фанкойли та віддала холод у приміщення, надходить до поглинальної свердловини.

Проведено перші експерименти з метою дослідження системи акумулювання холодної води як добового акумулювання холоду та її подальшого використання для забезпечення комфортних умов у приміщенні за допомогою серійного фанкойла.

Основні характеристики проведення експерименту: дебіт води на виході з підійомної свердловини становить 0,9 кг/с, дебіт води, яка надходить на фанкойл – 0,1 кг/с, витрата повітря через фанкойл – 340 м³/год, температура води, яка надходить до бака-акумулятора – 12°С, температура води, що надходить до фанкойла – 12,5 °С, площа охолодження приміщення – 20 м², початкова температура в приміщенні – 28 °С, загальний об'єм баків-акумуляторів – 7 м³.

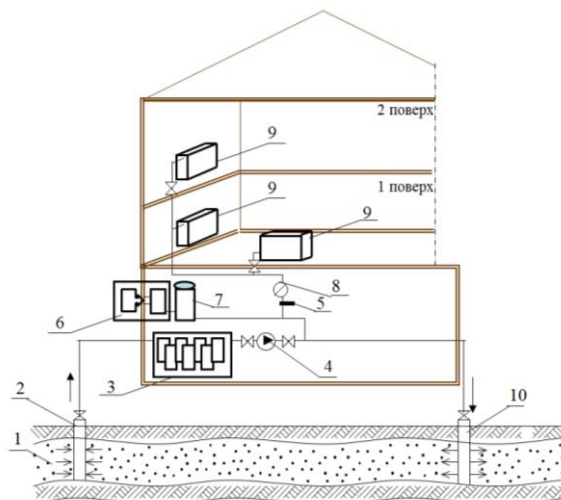


Рис. 6.32. Принципова схема експериментальної установки:

- 1 – проникний підземний шар; 2 – видобувна свердловина; 3 – баки-акумулятори (7 шт.); 4 – насосна станція; 5 – термометр ХВ (холодної води); 6 – тепловий насос типу «повітря–вода»; 7 – бак-акумулятор теплового насоса; 8 – лічильник тепла; 9 – фанкойл (3 шт.); 10 – поглинальна свердловина



а

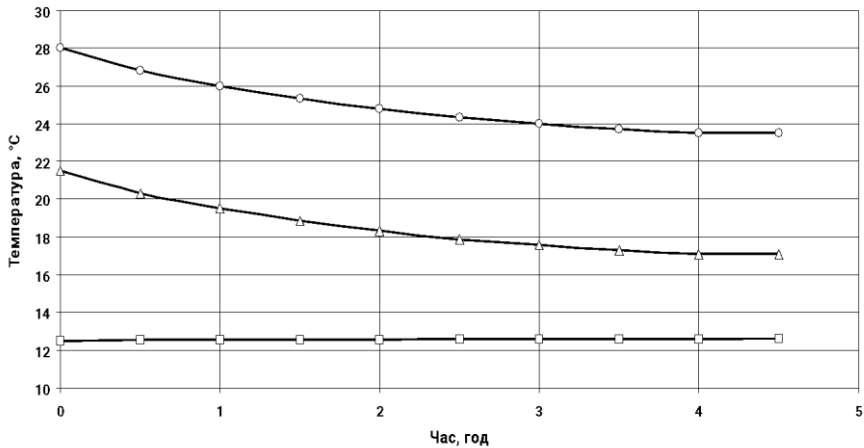


б

Рис. 6.33. Елементи системи геотермального акумулювання теплоти й холоду: *а* – баки-акумулятори; *б* – фанкойл SP200L/RM

Внаслідок проведених експериментів досягнуто зниження температури в приміщенні до 23 °С за 3 год роботи фанкойла (рис. 6.34). Встановлено, що в процесі охолодження приміщення холодопродуктивність фанкойла змінювалася від 3640 Вт (у початковий період) до 1820 Вт (наприкінці експерименту). Температури холодоносія на виході з фанкойла при цьому становили, відповідно, 21,5 і 17,1 °С.

Дослідження показали, що система акумулювання води підземних горизонтів з початковою температурою води 12 °С ефективно працює в режимі охолодження приміщення з застосуванням серійних фанкойлів.



Умовні позначення:

- — температура холодоносія на вході в фанкойл;
- Δ— — температура холодоносія на виході з фанкойла;
- — температура повітря в приміщенні.

Рис. 6.34. Експериментальні значення температурних показників системи «пасивного» кондиціонування

Для вивчення природного режиму водоносного горизонту в свердловинах проводяться спостережні виміри температури підземних вод і рівня води у водоносному горизонті [48, 49]. Температура та рівень води в спостережних свердловинах вимірюється за допомогою переносного електронного вимірювача (рис. 6.35). Крім цього, регулярно відбираються проби води для визначення хімічного і бактеріологічного складу підземних вод обох водоносних горизонтів. Хімічні аналізи виконує ТОВ «Укрхіманаліз», бактеріологічні – лабораторія Центру превентивної медицини.



Рис. 6.35. Режимні спостереження у свердловині за допомогою переносного електронного вимірювача рівня води та температури

В ІВЕ НАНУ створено автоматизовану систему моніторингу гідрогеологічних параметрів свердловини та проводяться науково-дослідні роботи щодо віддаленого контролю за дебітом, рівнем та температурою води (рис. 6.36) [50].



Рис. 6.36. Елементи системи моніторингу параметрів відкачування:
1 – датчик рівня води; 2 – датчик температури; 3 – метод монтажу вимірювальних пристроїв у свердловину; 4 – контролер та прилади зберігання й передавання даних

Впровадження сенсорів та мікросистем для моніторингу води має декілька переваг: дані збираються в режимі реального часу, що сприяє оперативній реакції на зміни; збільшується кількість об'єктів і точок спостережень; дані не залежать від людського фактора.

У системах моніторингу, які вже пройшли тестування в ІВЕ НАНУ, велика увага приділялося якості та надійності роботи модулів візуалізації та архівації накопичених даних з можливістю подальшої їх обробки стандартним програмним забезпеченням для інтерпретації отриманих даних (рис. 6.37).

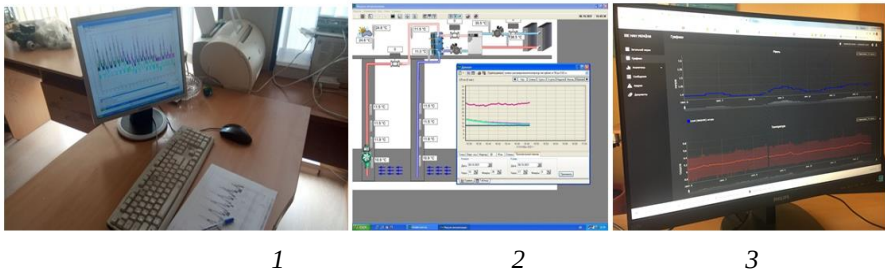


Рис. 6.37. Модуль візуалізації та архівації даних систем моніторингу:
 1 – температура повітря та ґрунту; 2 – система моніторингу температури ґрунтових теплообмінників; 3 – система моніторингу параметрів відкачування

Запропоновані системи моніторингу можуть бути застосовані для моніторингу роботи геотермальних, сонячних, вітрових енергетичних систем, а також під час проведення різноманітних екологічних, геологічних, та гідрогеологічних досліджень. На рис. 6.38. зображено структурну схему системи моніторингу параметрів відкачування, що встановлена у свердловині № 11 Експериментального геотермального полігону.

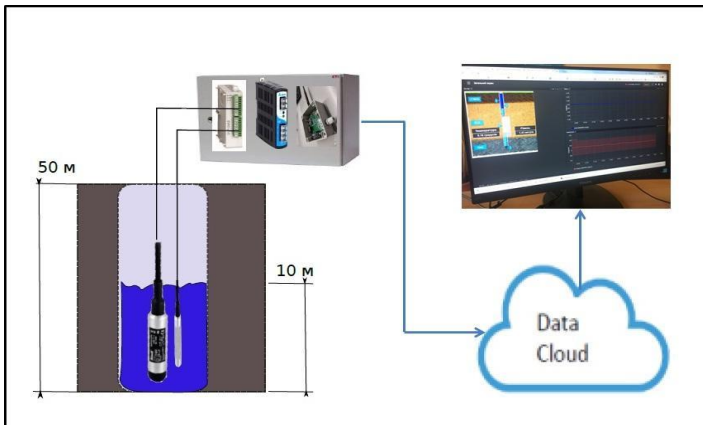


Рис. 6.38. Структурна схема системи моніторингу параметрів відкачування

Висновки

Україна має сприятливі природні умови, достатній енергетичний потенціал і досить розвинуті геотермальні технології для вилучення та освоєння всіх видів геотермальних джерел енергії. Однак різні напрями геотермальної енергетики в нашій країні розвиваються нерівномірно.

Найбільших масштабів набуло пряме використання геотермальних ресурсів з рекреаційною й бальнеологічною метою, теплопостачання і кондиціонування за допомогою геотермальних теплонасосних установок.

На відміну від інших відновлюваних джерел енергії темпи нарощування виробничих потужностей геотермальної енергетики в Україні значно повільніші. Це пов'язано з додатковими початковими капітальними вкладеннями, включно не тільки з витратами на енергетичне обладнання для перетворення геотермальних джерел енергії, а також і витратами на бурильні роботи та закачування відпрацьованого геотермального теплоносія.

Перспективні напрями розвитку геотермальної енергетики в Україні потребують посиленої уваги до створення технологій глибокого буріння, вдосконалення систем перетворення низькотемпературної енергії та розробки замкнених циклів теплоносія для мінімізації екологічного впливу. Існує потреба у створенні доступної сучасної ресурсної бази на основі ГІС-технологій та інтеграції її до міжнародних баз даних.

Досвід передових країн світу в галузі використання геотермальних джерел енергії вказує на те, що без підтримки держави, впровадження відповідної нормативно-правової бази, яка б сприяла залученню коштів потенційних інвесторів, розвиток геотермальної галузі енергетики неможливий.

Перелік посилань

1. ДСТУ 7498:2014. Геотермальна енергетика. Терміни та визначення понять.
2. Patel S. EGS, AGS, and Supercritical Geothermal Systems: What's the Difference? POWER Magazine, 04.04.2023. URL: <https://www.powermag.com/egs-ags-and-supercritical-geothermal-systems-whats-the-difference/> (дата звернення: 12.03.2024).
3. Innovative technologies in the development of geothermal energy in Europe. European Parliament. Policy Department for Economic, Scientific and Quality of Life Policies. URL: [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2023/754200/IPOL_BRI\(2023\)754200_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2023/754200/IPOL_BRI(2023)754200_EN.pdf) (дата звернення: 22.06.2024).
4. Zurino O., Barilo A. Usage Analysis of Hydrothermal Heat Pump Installations of Open and Closed Types. 2023 IEEE 5th International Conference

on Modern Electrical and Energy Systems (MEES), September 27–30, 2023, Kremenchuk, Ukraine. DOI: <https://doi.org/10.1109/MEES61502.2023.10402469>

5. ДСТУ 7955:2015. Геотермальна енергетика. Станції теплові геотермальні. Загальні технічні вимоги.

6. ДСТУ 8300:2015. Геотермальна енергетика. Станції електричні геотермальні. Загальні технічні вимоги.

7. Про альтернативні джерела енергії: Закон України від 20.02.2003 № 555-IV (зі змінами станом на 18.09.2024). URL:

<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15#Text> (дата звернення: 23.10.2024).

8. Про ліцензування видів господарської діяльності: Закон України від 02.03.2015 № 222-VIII (зі змінами станом на 05.09.2024). URL:

<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/222-19#Text> (дата звернення: 23.10.2024).

9. Водний кодекс України: Кодекс України від 06.06.1995 № 213/95-ВР (зі змінами станом на 19.04.2024). URL:

<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/213/95-вр#Text> (дата звернення: 23.10.2024).

10. Про надра: Кодекс України від 27.07.1994 № 132/94-ВР (зі змінами станом на 01.10.2023). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/132/94-вр#Text> (дата звернення: 23.10.2024).

11. Про затвердження Інструкції із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до родовищ теплоенергетичних підземних вод: Наказ ДКЗ України від 07.06.2007 № 182. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0704-07#Text> (дата звернення: 23.10.2024).

12. Про затвердження Правил охорони підземних вод: Наказ Міндовкілля України від 11.05.2023 № 325. URL:

<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1093-23#Text> (дата звернення: 10.11.2024).

13. Lund J. W. 100 Years of Geothermal Power Production. Proceedings, Thirtieth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, January 31 – February 2, 2005. URL:

<https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/2005/lund.pdf> (дата звернення: 16.03.2024).

14. Geothermal Power and Heat. REN21. Module: Renewables in Energy Supply. URL: <https://www.ren21.net/gsr->

2023/modules/energy_supply/02_market_developments/02_geothermal/ (дата звернення: 23.08.2024).

15. WEC Survey of Energy Resources. London: World Energy Council, 2001. URL: https://www.worldenergy.org/assets/downloads/PUB_Survey-of-Energy-Resources_2001_WEC.pdf (дата звернення: 11.04.2024).

16. IGA. Geothermal Power Database. URL: <https://www.lovegeothermal.org/explore/our-databases/geothermal-power-database/#direct-uses-by-country> (дата звернення 20.10.2024)

17. IRENA. Renewable energy statistics 2024. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Jul/IRENA_Renewable_Energy_Statistics_2024.pdf (дата звернення: 21.10.2024).

18. Gutiérrez-Negrín L. C. A. Evolution of worldwide geothermal power 2020–2023. *Geothermal Energy*. 2024. Т. 12, № 1. URL: <https://doi.org/10.1186/s40517-024-00290-w> (дата звернення: 21.01.2025).

19. REN21. Market Developments. Geothermal Power and Heat. URL : https://www.ren21.net/gsr-2023/modules/energy_supply/02_market_developments/02_geothermal/ (дата звернення: 03.10.2024).

20. F. Derewenda. CEENERGY. Poland's appetite for geothermal energy: re-thinking diversification of supply. URL: <https://ceenergynews.com/geothermal/polands-appetite-for-geothermal-energy-re-thinking-diversification-of-supply/> (дата звернення: 21.09.2024).

21. REN21. GSR 2023 Global Overview. URL: <https://www.ren21.net/gsr-2023/annex/downloads/> (дата звернення: 10.09.2024).

22. Про затвердження Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року та плану заходів з його виконання Розпорядження Каб. Мін. України № 761-р від 13.08.2024. URL: <https://www.kmu.gov.ua/news/uriad-zatverdyyv-natsionalnyi-plan-dii-z-vidnovliuvanoi-enerhetyky-na-period-do-2030-roku-premier-ministr> (дата звернення: 18.10.2024).

23. Morozov Y., Barylo A., Lysak O. Geothermal Energy Country Update Report from Ukraine, 2020. Proceedings World Geothermal Congress 2020+1, 24–27 October 2021. Reykjavik, Iceland, 2021. URL: <https://www.worldgeothermal.org/pdf/IGAstandard/WGC/2020/01060.pdf> (дата звернення: 10.10.2024).

24. Барило А. Аналіз гідрогеологічних і геотермічних характеристик геотермальних об'єктів України. Відновлювана енергетика. 2020. № 1(74). DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2020.1\(60\).74-85](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2020.1(60).74-85)

25. Гордиенко В. В., Гордиенко И. В., Завгородня О. В., Усенко О. В. Тепловое поле территории Украины, “ЗНАНИЕ УКРАИНЫ,” Київ, 2002. URL: <https://www.researchgate.net/profile/Vadim->

Gordienko/publication/330933823_TEPLOVOE_POLE_TERRITORII_UKRAINY/links/5c5c2f9192851c48a9c164b7/TEPLOVOE-POLE-TERRITORII-UKRAINY.pdf (дата звернення: 10.10.2024).

26. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України / за ред. С. О. Кудрі. Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2020. 82 с.

27. Соболевский С. С. Оценка запасов термальных вод УССР. Киев, 1979.

28. Талецкий С. Н. Региональная оценка перспектив территории работ объединения Крымгеология на термальные воды, 1989–1991 гг: в 3-х книгах. Симферополь, 1992.

29. Атлас «Геологія і корисні копалини України» / за ред. Л. С. Галецького. К.: НАНУ, Мін. екології та природних ресурсів України, 2001.

30. Гордиенко В. В., Гордиенко И. В., Завгородня О. В. Геотермический атлас Украины. Институт геофизики НАН Украины, 2004.

31. Морозов Ю., Барило А. Оцінка енергетичного потенціалу окремих геотермальних родовищ України. Відновлювана енергетика. 2017. № 1. С. 72–79. URL: <https://ve.org.ua/index.php/journal/article/view/93> (дата звернення: 21.08.2024)

32. Geothermal Handbook: Planning and Financing Power Generation. The World Bank. Technical Report 002/12, 72828. Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). URL: https://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/DocumentLibrary/FINAL_Geothermal%20Handbook_TR002-12_Reduced.pdf (дата звернення: 20.07.2024).

33. IRENA. Geothermal Power: Technology Brief, International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi: 2017. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Aug/IRENA_Geothermal_Power_2017.pdf (дата звернення: 20.08.2024)

34. Борисенко А. В., Пешко А.В. Основы тепловой энергетики: конспект лекцій: навч. посіб. для для здобувачів ступеня бакалавра за спеціальністю 105 Прикладна фізика та наноматеріали. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. 149 с. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/42724> (дата звернення: 22.08.2024).

35. IRENA. Renewable Energy Statistics 2019. The International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi: 2019. URL: <https://www.irena.org/>

/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jul/IRENA_Renewable_energy_statistics_2019.pdf (дата звернення: 22.09.2024)

36. Sale B. et al. Working fluids for low-temperature organic Rankine cycles. *Energy*. 2007. Vol. 32, no. 7. P. 1210–1221. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2006.07.001>

37. Moska R., Labus K., Kasza P. Hydraulic Fracturing in Enhanced Geothermal Systems—Field, Tectonic and Rock Mechanics Conditions—A Review. *Energies*. 2021. Vol. 14, no. 18. P. 5725. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14185725>

38. Морозов Ю. П. Сучасні напрямки розвитку геотермальної енергетики. Збірник наукових праць УкрДГPI. 2016. № 2. С. 107–118.

39. Lund J. W., Toth A. N. Direct Utilization of Geothermal Energy 2020 Worldwide Review. *Proceedings World Geothermal Congress 2020, Reykjavik*, 26 April – 2 May 2020. 2020. URL: <https://www.worldgeothermal.org/pdf/IGAstandard/WGC/2020//01018.pdf> (дата звернення: 11.10.2024).

40. Зур'ян О. В., Барило А. А. Порівняльний аналіз гідротермальних теплонасосних установок закритого та відкритого типу з різними джерелами низькопотенційної енергії. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка, Геологія*. 2022. № 1(96). С. 94–103. DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.96.13>

41. Морозов Ю. П., Величко В. В., Кушнір І. О. Оцінка теплового потенціалу верхніх шарів землі на території України. *Відновлювана енергетика*. 2018. № 4. С. 84–92. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2018.4\(55\).84-92](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2018.4(55).84-92)

42. Fleuchaus P. et al. Worldwide application of aquifer thermal energy storage – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. Vol. 94. P. 861–876. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.057>

43. Jackson M. D., Regnier G., Staffell I. Aquifer Thermal Energy Storage for low carbon heating and cooling in the United Kingdom: Current status and future prospects. *Applied Energy*. 2024. Vol. 376. P. 124096. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124096>

44. Fleuchaus P. et al Performance analysis of Aquifer Thermal Energy Storage (ATES). *Renewable Energy*. 2020. Vol. 146. P. 1536–1548. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.07.030>

45. Зур'ян О. В., Барило А. А. Методика визначення експлуатаційних параметрів свердловин гідротермальної теплонасосної системи. *Вісник КрНУ імені Михайла Остроградського*. 2024. № 1(144). С. 224–233. DOI: <https://doi.org/10.32782/1995-0519.2024.1.30>

46. Зур'ян О. В., Четверик Г. О. Експериментальні дослідження та моделювання розподілу температури ґрунту на глибині вище нейтрального

шару. Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2023. № 3. С. 34–46. DOI: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2023-168-3-34-46>

47. Морозов Ю. П., Чалаєв Д. М., Олійніченко В. Г., Величко В. В. Експериментальне дослідження добового акумулювання холоду шляхом використання води підземних горизонтів м. Києва. Відрновлювана енергетика. 2019. № 3(58). С. 67–77. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2019.3\(58\).67-77](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2019.3(58).67-77)

48. Zurian O. V., Barylo A. A. Impact of the natural temperature regime of the upper layers of Earth on efficiency of a hydrothermal heat pump system. Journal of Geology, Geography and Geoecology. 2022. Vol. 31. № 3. С. 575–584. DOI: <https://doi.org/https://doi.org/10.15421/112254>

49. Zurian O. V., Barilo A. A., Ivanchuk V. Y. Technical Support of Systems for Controlling Hydrogeological Parameters During Thermal Energy Production. 17th International Conference Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment, Kyiv, Ukraine. 2023. URL: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.2023520202>

50. Зур'ян О. В. Стан відновлюваної енергетики України та плани повоєнного розвитку. Геостратегічні трансформації та траєкторія національної безпеки в контексті відбудови і сталого розвитку України : матеріали міжнар. науково-практ. конф., м. Запоріжжя, 25–26 трав. 2023 р. Одеса, 2023. С. 497–499. URL: https://znu.edu.ua/ii_znu/nauka/conf7/zbirnyk_23.pdf (дата звернення: 16.04.2024).

51. Лисак О. В. Аналіз змін в класифікації глибоких геотермальних систем через появу нових рішень в сфері буріння. 36. матеріалів ХІІ Науково-технічної конференції молодих вчених та спеціалістів Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України, м. Київ, 17 трав. 2023 р. Київ, 2023. С. 18–20. URL: <https://ipme.kiev.ua/wp-content/uploads/2023/05/Матеріали-конференції-2023.pdf> (дата звернення: 16.10.2024).

РОЗДІЛ 7. КОМПЛЕКСНЕ ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ

Однією з причин обмеженого використання відновлюваних джерел енергії є дискретність енергетичних потоків – періодичність надходження та змінність енергетичного потенціалу, що не відповідає сучасним вимогам щодо енергопостачання споживачів. У процесі широкомасштабного впровадження вітрової та сонячної енергетики постає проблема створення додаткових регульованих потужностей для забезпечення стабільного енергоживлення в періоди відсутності енергії з відновлюваних джерел. У деяких випадках така необхідність є цілком виправданою, однак сьогодні існує ціла низка технічних засобів та методів вирішення цієї проблеми. До них належать заходи з передбачення енергетичного балансу системи (зокрема короткотермінового прогнозування), врахування регіональних кліматичних особливостей, «розумного» регулювання енергопотоків та керування попитом. Цьому сприяє запровадження розподіленої генерації як ефективний шлях переходу від централізованого енергопостачання до стійкішої енергосистеми, що опирається на місцеві ресурси та відновлювані джерела енергії. В Україні такий перехід набуває особливої ваги в силу як економічних, так і інших (соціальних, екологічних, політичних) обставин, особливо зважаючи на потребу в стійкості та безпеці енергетики. Розподіленою генерацією вважається система, що виробляє та розподіляє електричну енергію споживачам, включно з генерувальними установками та засобами зберігання енергії, системами автоматики, електричними мережами та системою обліку.

Врахування особливостей відновлюваної енергетики передбачає комбіноване використання різних видів ВДЕ. Важливим є також географічне розосередження цих джерел, що посилює ефект вирівнювання сумарної потужності. Використання акумуляторів енергії не тільки забезпечує рівномірніше енергоживлення споживачів (зміщення енергопотоків у часі), але й запобігає втратам надлишкової енергії в пікових режимах, чим збільшує загальну ефективність відновлюваної енергетики. Одним із засобів зміщення навантажень в часі є використання електротранспорту як розподіленого споживання, та інші заходи регульованого споживання.

Наведені нижче матеріали ґрунтуються на публікаціях останніх років про побудову комбінованих енергосистем, а також на дослідженнях, виконаних в Інституті відновлюваної енергетики НАН України, переважно у відділі комплексних енергосистем. Низку матеріалів використано під час формування курсу лекцій навчального кредитного модулю «Комплексне використання відновлюваних джерел енергії», що викладається в Національному технічному університеті України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» в межах підготовки бакалаврів за

спеціальністю 141 (електроенергетика, електротехніка та електромеханіка), та фахівців за третім (освітньо-науковим) рівнем в Інституті відновлюваної енергетики.

7.1. Комплексні енергосистеми з відновлюваними джерелами енергії

7.1.1. Поняття комбінованої енергосистеми

Комплексне використання означає використання кількох джерел енергії, всіх одночасно чи в певних комбінаціях. При цьому можливе використання виключно відновлюваних джерел, що значно обмежує можливості користувача. Більш поширеним та виправданим з багатьох точок зору є застосування як відновлюваних, так і традиційних джерел, автономних (дизель-генератор, газотурбінна установка тощо) чи централізованих (електромережі). Коректна оцінка такої комбінованої енергосистеми вимагає врахування також головного компонента системи – споживача, тобто особливостей місцевої мережі та наближених споживачів, на яких режим роботи комплексу відновлюваних джерел матиме безпосередній або відчутний опосередкований вплив. Для забезпечення належної якості енергоживлення можуть застосовуватися системи акумулювання енергії, а потреба в них залежить від дискретності енергетичних потоків та вимог до якості живлення. У закордонній термінології комбіновані системи часто називають гібридними, що відображає різноманіття як джерел енергії, так і способів їх поєднання (іноді ця назва поширюється на довільні комплекси). Слід враховувати, що під терміном «гібридне енергоживлення» потрібно розуміти поєднання установок, що використовують відновлювані та традиційні джерела енергії, зокрема власні джерела та централізовану мережу.

Високі техніко-економічні показники застосування ВДЕ, стабільні робочі параметри енергетичного обладнання й надійне енергоживлення споживачів досягаються при комбінованому виробленні електричної і теплової енергії, комплексному її акумулюванні в поєднанні з технологіями традиційної енергетики. Для зниження флуктуації параметрів енергосистеми й підтримки необхідних робочих параметрів комбінованого енерговузла необхідно передбачити допоміжне обладнання, зокрема для автоматичного управління режимами роботи. Елементи комбінованої системи електроживлення можуть працювати в паралельному, послідовному або послідовно-паралельному режимах. Здебільшого комбінована система працює в паралельному режимі, коли електроенергію виробляють одночасно всі елементи енергосистеми.

Оптимальне співвідношення окремих елементів в комбінованих енергосистемах визначається з урахуванням багатьох факторів, що впливають

на роботу таких систем. Використання відновлюваних джерел енергії в конкретних енергосистемах обумовлюється такими факторами:

- рівнем забезпечення регіону (району, міста тощо) традиційними і відновлюваними джерелами енергії з урахуванням їх потенціалу;
- кліматичними (метеорологічними) умовами;
- структурою систем енергоживлення і споживання;
- вимогами до якості електричної й теплової енергії;
- типом і параметрами навантаження;
- вимогами до погодинного графіка енергоживлення;
- економічними та екологічними факторами.

Комбіновані енергетичні системи для житлових і промислових об'єктів досить ефективні в експлуатації на всій території України. У середній і північній географічних зонах України недостатню кількість енергії, що виробляється вітровими і сонячними установками, доцільно компенсувати використанням традиційних джерел енергії. Для південних областей України додатковим застосуванням пасивного теплового акумулювання в літню пору можна досягнути повної автономності таких об'єктів.

Можливі варіанти комбінованих систем: повністю автономні, сполучені з загальною енергосистемою, з накопиченням енергії чи без нього, з використанням лише відновлюваних джерел енергії чи у поєднанні з генераторами на викопних видах палива [1]. Прикладом мережевих систем є великі вітрові та сонячні електростанції, що працюють у складі регіональної чи об'єднаної енергосистеми. Натомість невеликі, здебільшого приватні, об'єкти можуть бути автономними частково або повністю. Кожен варіант має свої переваги та недоліки. Розподілена генерація має результатом створення умовних (у складі енергосистеми) чи реально острівних мікромереж (microgrids). Це малі та локальні системи генерації й розподілу, які об'єднують навантаження й різні джерела відновлюваної енергії, системи зберігання енергії та звичайні генератори. Існують локальні мережі змінного й постійного струму. Мікромережі розвиваються як революційна парадигма в сучасній енергетиці: перехід до двонаправлених децентралізованих енергетичних систем zasadничо сприймається як відповідь на поширення нових технологій і потенційну нестабільність у постачанні електроенергії. Децентралізовані системи, на відміну від традиційних централізованих архітектур, забезпечують двонаправлений потік енергії та інформації між усіма споживачами та іншими причетними структурами. Основна їх мета полягає в підвищенні гнучкості й надійності за рахунок ефективнішого управління. Завдяки впровадженню розподіленої генерації на основі ВДЕ та засобів зберігання енергії з боку споживачів розвивається концепція створення активних розподільних мереж (active distribution network), що означає перехід від традиційних споживачів до виробників-споживачів (prosumers).

Ключовим фактором, що обумовлює конфігурацію енергосистеми, є можливість керування режимом генерації. Складними в цьому відношенні є вітрові та сонячні електростанції, обмежено контрольовані внаслідок залежності поточного рівня генерації від погодних умов. Здебільшого це стосується електроенергетичних систем. Прогноз погоди дозволяє краще спрогнозувати й роботу вітро- та сонячних електростанцій, а також певною мірою і споживання електроенергії. Передбачення балансу генерації ВДЕ та навантаження дає змогу оптимально спланувати роботу енергосистеми завдяки точнішим заявленим графікам генерації та споживання, переважно погодинним на добу наперед (за вітчизняними вимогами) [2]. Крім власне погоди важливою складовою планування є аналіз ретроспективних даних про роботу енергосистеми у відповідний сезон чи за схожих умов, для чого застосовуються методи регресійного аналізу, штучного інтелекту (зокрема нейронних мереж) [3]. Іншим фактором балансування енергопотоків є регульоване споживання (demand response), зокрема зміщення в часі за допомогою засобів зберігання енергії чи економічних стимулів (тарифної політики).

Далі розглядаються приклади побудови та функціональні схеми систем, що містять джерела електроенергії негарантованої потужності (BEC та CEC).

7.1.2. Мережеві енергосистеми

Інтеграція BEC та CEC в загальну електромережу може сприяти зниженню загальних витрат і підвищенню надійності вироблення електроенергії з відновлюваних джерел. Мережа приймає надлишок потужності ВДЕ і компенсує нестачу, залежно від ситуації.

Комбіновані системи, що працюють на електромережу, можуть мати різні топології. Можуть бути приєднаними до спільної шини постійного струму (рис. 7.1, *а*) [4], що інтегрується до загальної мережі (Grid) через інвертор, який діє як інтерфейс між джерелами енергії та мережею й контролює напругу шини постійного струму. Тут окремі блоки можуть бути використані для досягнення максимальної потужності фотоелектричних і вітрових систем. У періоди надлишкового виробітку електроенергії здійснюється заряджання блоку акумуляторних батарей (АБ), а в періоди відсутності відновлюваної енергії і відповідно виробітку BEC чи CEC відбувається розряд АБ на споживача. Тим самим пом'якшується вплив непостійності генерування.

Відновлювані джерела можуть передавати енергію й безпосередньо до мережі через індивідуальні інвертори (рис. 7.1, *б*). Цим забезпечується можливість незалежного їх використання.

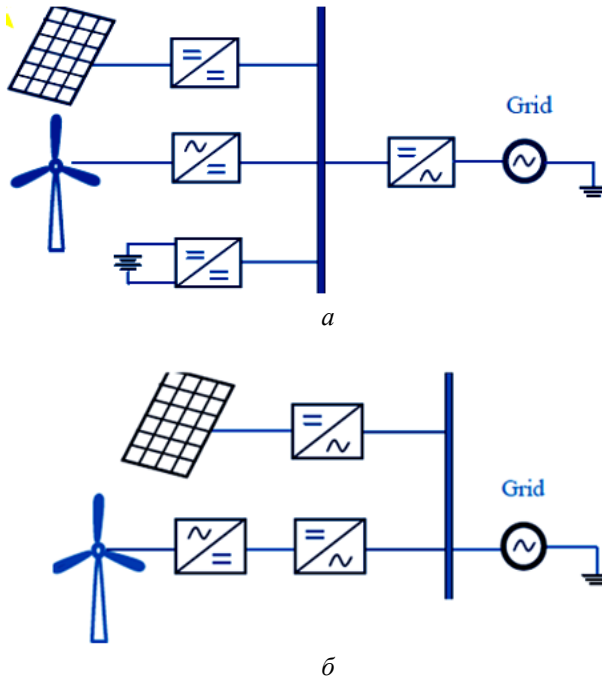


Рис. 7.1. Комбінована мережева гібридна система зі спільною шиною:
 а – постійного струму; б – змінного струму

Загалом комбіновані системи здатні негативно впливати на якість електроенергії в мережі. Це флуктуації напруги, частоти, поява вищих гармонік тощо. Пом'якшення впливу досягається застосуванням методів прогнозування погоди та завчасного планування режимів роботи. Системний оператор може налаштувати інші джерела електроенергії для уникнення дефіциту або надлишку енергії від ВДЕ; крім того, має значення географічний розподіл, уникнення концентрації відновлюваних джерел енергії в обмеженій області. Вирівнювати режим живлення може також застосування пристроїв для зберігання енергії, як-от батареї безперебійного живлення. Для усунення коливань напруги можуть бути використані активні фільтри енергії, такі як динамічні регулятори напруги, статичні синхронні компенсатори й уніфіковані кондиціонери якості електроенергії. Для вирішення проблеми реактивної потужності застосовуються силові компенсатори. Різкі зміни активної потужності можуть також призвести до небалансу між навантаженням і генерацією та спричинити флуктуації частоти змінного струму в мережі. З урахуванням цих факторів важливо розробити контури

управління потужністю і контролю частоти для усунення проблем якості електроенергії. Так, засобами вирішення проблеми флуктуації напруги при варіюванні швидкості вітру та сонячної радіації є шунтувальні фільтри, силові компенсатори, використання устаткування, менш чутливого до дисбалансу потужності. Передбачити ймовірні режими генерування та їхній вплив на безпеку експлуатації дають змогу регресійний аналіз і алгоритми прогнозу, що дозволяють планувати роботу енергосистеми. Прогнозування стосується погодних факторів, що впливають на потужність ВДЕ, та власне енергосистеми – очікуваного навантаження й результуючого енергобалансу. Важливим засобом є регулювання потужності генерації системним оператором для усунення дефіциту чи профіциту, застосування засобів управління зі швидким реагуванням.

7.1.3. Автономні енергосистеми

Автономна система, або мікромережа, є відмінним рішенням для віддалених районів чи окремих споживачів, для яких під'єднання до централізованих ліній електропередачі не вигідне економічно або ускладнене. Ізольовані системи можуть бути поділені також на дві основні топології: загальну шину постійного струму або загальну шину змінного струму (рис. 7.1). Змінний характер сонячних і вітрових ресурсів може бути частково подоланий шляхом інтеграції двох ресурсів в оптимальне поєднання. Надлишкова потужність одного джерела може доповнити недостатню потужність іншого протягом певного періоду часу і, отже, система стає надійнішою.

Можливим шляхом забезпечення надійності є, наприклад, використання гарячого резерву, який за короткі проміжки часу дозволить перекрити недостатній виробіток електроенергії (що можливо реалізувати за допомогою дизель-генератора). Для автономних джерел енергії серйозною економічною проблемою є вартість зберігання енергії; об'єднання сонячної і вітрової генерації в комбіновану енергосистему може зменшити потребу в акумулювальних потужностях і в кінцевому рахунку зменшити загальну вартість системи.

Приклад наближення режиму генерації ВДЕ до традиційного споживання населеним пунктом при комбінуванні ВЕС та СЕС зображено на рис 7.2.

Варіантом схеми приєднання може бути загальна шина постійного струму і спільний інвертор (див. рис. 7.1, а); однією з головних переваг такої топології є можливість поєднання різних джерел генерації, які не зобов'язані працювати на постійній частоті й у синхронізмі. Напруга в шині постійного струму може бути встановлена фіксованою, а струм від кожного джерела регулюється незалежно. Вся потужність спрямовується на спільний інвертор, акумуляторна батарея виступає в ролі стабілізатора напруги.

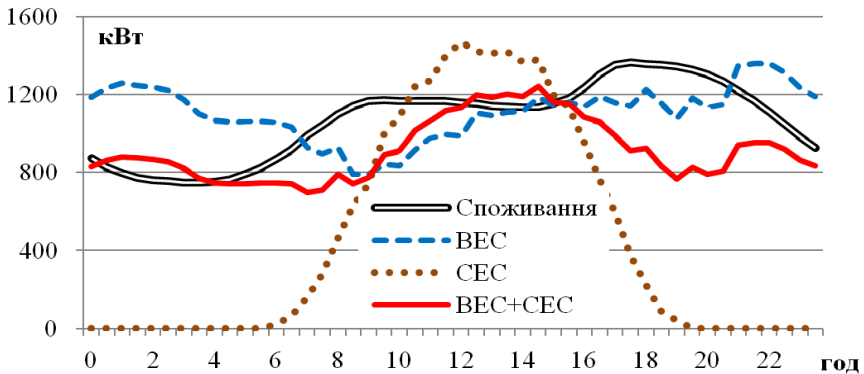


Рис. 7.2. Приклади комбінування потужностей BEC та CEC [5]

Застосування силової електроніки є традиційним способом управління комбінованою системою, при цьому головною задачею є забезпечення максимального використання енергії Сонця і вітру, але також зменшуються можливі флуктуації потужності. Силкові електронні пристрої нещодавно стали обов'язковими для інтеграції в мережу, оскільки фотоелектричні системи видають постійний струм, а вихід вітростанцій – у формі частоти / напруги змінного струму. Крім того, сучасні навантаження, як-от електромобілі, деяка споживча електроніка, світлодіодне освітлення, комп'ютер, телефон тощо, може зручніше житися від джерела постійного струму, комп'ютери та гібридні й навіть традиційні навантаження вимагають живлення постійного струму. Таким чином, мікромережі постійного струму багатьма дослідниками вважаються однією з найефективніших і економічно доцільних гібридних систем, оскільки зменшують етапи перетворення електроенергії порівняно з мережами змінного струму [6], потребують менше перетворювачів потужності та простішого інтерфейсу відновлюваних джерел енергії до системи постійного струму. Крім того, мікромережа постійного струму може стати основною системою електропостачання для майбутнього екологічно чистого будинку.

Форма приєднання до спільної шини змінного струму також широко використовується в усьому світі й має багато переваг, таких як простота в експлуатації й можливості індивідуального підключення, низька вартість і можливості розширення відповідно до потреб. Додатковим джерелом енергії може бути резервний генератор з двигуном на традиційному паливі (рис.7.3).

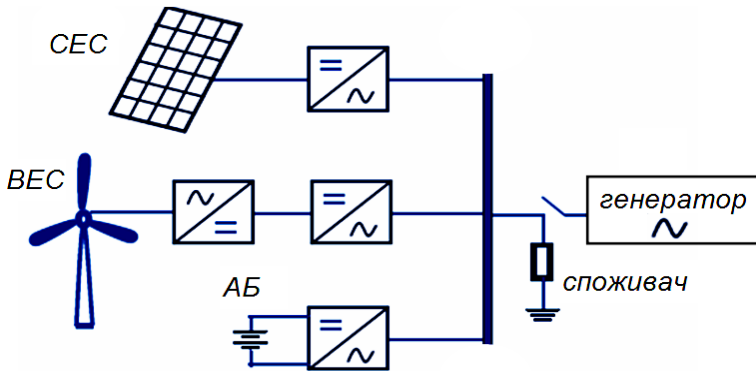


Рис. 7.3. Комбінована автономна система з резервним генератором

Потужність кожного джерела відновлюваної енергії спрямовується на потреби споживача через індивідуальні перетворювачі, а акумуляторна батарея виступає в ролі стабілізатора напруги в спільній шині. З іншого боку, контроль напруги та частоти змінного струму, управління загальною енергією є певними проблемами, характерними для цього типу топології. Потужність кожного джерела відновлюваної енергії спрямовується на потреби споживача через індивідуальні перетворювачі, а акумуляторна батарея, як і в попередній схемі, виступає в ролі стабілізатора напруги в спільній шині.

Контроль за зміною режиму роботи генерувальних пристроїв звичайно стосується частоти та напруги, для потреб розподілу навантажень при паралельній роботі кількох джерел. Він також може бути використаний для правильного розподілу струму в мікромережі. Контроль за кожним перетворювачем може здійснюватися децентралізовано.

Змінний характер надходження енергії від Сонця і вітру має величезний вплив на безпеку енергозабезпечення, коли споживачі не мають жодного зв'язку з загальною мережею. Будь-який дефіцит виробництва електроенергії з цих джерел може залишити підключені навантаження без живлення. Коливання напруги, частоти і спотворення гармонік є основними питаннями щодо якості електроенергії. Коливання напруги можуть впливати на загальну надійність комбінованої енергосистеми.

Коливання частоти можуть бути зменшені завдяки використанню акумуляторів енергії та фільтрувальних пристроїв. Для ізольованих мікромереж забезпечення їх стабільності зазвичай досягається додатковим набором засобів. Наприклад, мікромережі у складі вітротурбіни, фотоелектричного генератора, акумуляторної системи та дизель-генератора (див. рис. 7.3) пропонується додатково з'єднати з суперконденсатором [7]. Суперконденсатор використовується для покриття дефіциту нестачі

електроенергії під час пуску дизель-генератора. Він також використовується для компенсації обмежень струму зарядки / розрядки акумулятора. Відповідно до результатів моделювання такої системи напруга постійного струму залишається стабільною в допустимих межах, відхилення частоти змінного струму також менше допустимого, стан заряду акумуляторів і суперконденсаторів підтримується в межах прийнятного рівня. Дизель-генератор визнається хорошим резервним джерелом живлення, разом з використанням засобів акумуляування, однак він залишає проблему спалювання викопного палива, з відповідними викидами та потребами логістики.

На рис. 7.4 зображено комбіновану енергосистему з акумулявальним блоком, що має шини постійного та змінного струму і приєднана до загальної мережі. Така система може працювати як мережева, так і як автономна. Акумуляторна батарея працює на зарядку чи розрядку залежно від ситуації з поточною потужністю генераторів та потребою споживачів. Загальний баланс потужностей ЛЕС, яка орієнтована на обмін енергією з централізованою мережею, можна представити в такому вигляді [8]:

$$P_{\Delta}(t) = P_w(t) + P_s(t) \pm P_A(t) + P_{gen}(t) - P_U(t) , \quad (7.1)$$

де індекси W, S, A, gen, L означають відповідні потужності БЕС (Wind), СЕС (Solar), генератора (generator), АБ (Accumulator), навантаження (Use). Результируючий небаланс потужностей в автономній системі визначатиме втрати генерації чи обмеження на споживання. Наявність мережі має компенсувати ці розбіжності: $P_{Gr}(t) = \pm P_{\Delta}(t)$, де Gr позначає споживану чи спрямовану до мережі потужність. Знаки залежать від напрямку потоку енергії, тобто така система може як отримувати недостатню енергію з мережі, так і віддавати надлишкову. Поточні потужності не перевищують номінальних для кожної генерувальної установки та мають враховувати втрати перетворювачів енергії; можливе також обмеження на пропускну спроможність мережі в точці приєднання.

Під час автономної роботи кожне джерело енергії може живити споживача незалежно, а акумулятор слугує для підтримки рівня напруги. Точка максимальної потужності в мережевому режимі забезпечується для кожного джерела окремо; при автономній роботі це можливо лише за умови використання акумуляторів. Роль резервного джерела живлення може відігравати контрольований генератор як на традиційному паливі (з двигуном внутрішнього згоряння), так і відновлюваному – біогазова електростанція, міні-ГЕС, а також система «електролізер–бак накопичувач–паливний елемент» при використанні водню як проміжного енергоносія.

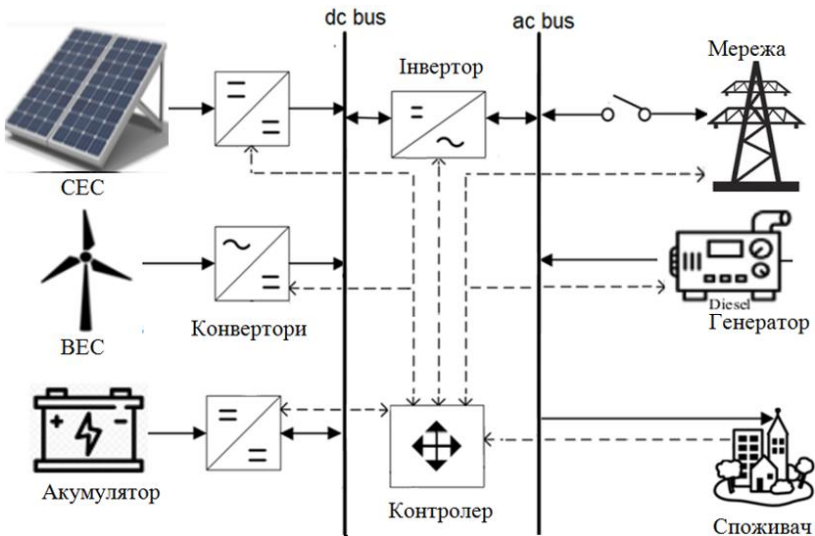


Рис. 7.4. Комбінована система з шинами постійного та змінного струму

Основні проблеми, що виникають під час експлуатації гібридних енергосистем, – висока вартість акумуляторів енергії, можливі втрати корисної енергії або обмеження споживання. Основними засобами їх вирішення є комбінація вітрової та сонячної енергії, що зменшує потреби в акумуляванні й відповідно загальну вартість системи; використання резервних засобів живлення; поєднання відновлюваної енергії з технологіями використання водню як універсального енергоносія.

7.1.4. Оптимізація комбінованої системи

Описані вище комбіновані енергосистеми належать до джерел розподіленої генерації (РГ), особливості якої є предметом дослідження традиційної енергетики, хоча значною мірою обумовлені саме розвитком відновлюваної енергетики. За усталеним означенням, система з розподіленою генерацією – це система, що виробляє та розподіляє електричну енергію споживачам, приєднана до системи розподілу й містить у собі генерувальні установки (об'єкти розподіленої генерації) та установки зберігання енергії, системи автоматики й телемеханіки, електричні мережі й систему розумного обліку. Доцільною з погляду впровадження РГ в енергосистему України є побудова локальних електроенергетичних систем (ЛЕС) зі збалансованим енергопостачанням від комбінованих джерел для забезпечення надійної та стабільної їх роботи. ЛЕС визначають як сукупність генерувального електрообладнання обмеженої потужності низької напруги, перетворювачів та

споживачів електроенергії, з'єднаних між собою з урахуванням топології розподільчої мережі, в яких протікають єдині електромагнітні процеси, характерні для режимів генерації, перетворення, розподілу та споживання електроенергії [9]. Отже, йдеться про технічну енергосистему як об'єкт, в якому процеси виробництва, передачі та споживання електроенергії протікають одночасно в синхронному режимі. Під ЛЕС маються на увазі системи енергопостачання окремих підприємств або населених пунктів, які містять джерела РГ комбінованого типу та розподільні електричні та теплові мережі обмеженої протяжності, що мають лінії зв'язку з централізованими мережами й можуть працювати як в автономному режимі, так і спільно з централізованими системами. Типова конфігурація ЛЕС з керованими джерелами енергії, мінливими ВДЕ (ВЕС та/або СЕС) та доступною мережею представлена на рис 7.5.

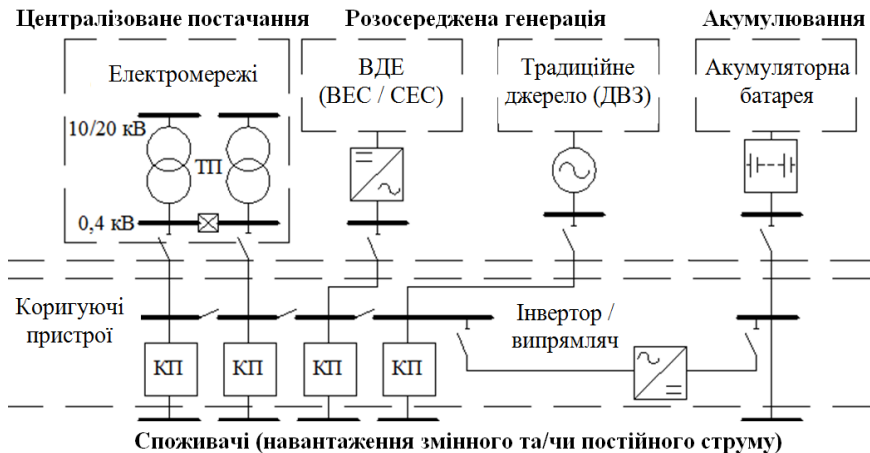


Рис. 7.5. Комплексна структура локальної енергосистеми

Питання узгодженості роботи об'єктів енергосистеми є технічною проблемою. Заразом особливістю локальних енергосистем є потреба в оптимізації складу генерувальних потужностей та їх характеристик, режимів сумісної роботи. Така оптимізація має враховувати особливості споживання енергії, вимоги до надійності забезпечення, наявний потенціал відновлюваних джерел енергії (сонячної, вітрової), вартісні показники. Так, при роботі разом з резервним джерелом енергії на основі двигуна внутрішнього згоряння (ДВЗ) до оцінки надійності додається вимога мінімізації витрат палива при максимальному використанні ВДЕ, а також зниження собівартості енергії. Тут

критеріями роботи енергосистеми будуть не лише показники надійності (її може забезпечити традиційна генерація), а й економічні та екологічні критерії.

Критерій оптимізації, виходячи з загальних вимог до комбінованих систем на базі ВДЕ, може мати такі формулювання:

- сумарна генерована енергія практично дорівнює спожитій, тобто мінімізується математичне очікування небалансу $M\{P_{\Delta}\}$;
- небаланс потужності має бути якомога меншим, тобто мінімізується дисперсія небалансів $D\{P_{\Delta}\}$;
- обмеження щодо режиму роботи резервного джерела;
- обмеження з надлишку або дефіциту енергії (міні-макс критерій);
- мінімізація вартості обладнання – такий критерій виражається через детерміновані величини.

Можливі й інші варіанти постановки задачі, залежно від мети та умов роботи системи. При цьому розосереджена генерація може бути як традиційною, так і відновлюваною і слугувати для стабілізації енергоживлення за відсутності централізованої мережі чи для її розвантаження в години «пікового» споживання [10].

Існує множина показників якості електропостачання та ефективності функціонування систем електропостачання. Ці показники стосуються питань електротехніки і є загальними для енергосистем усіх видів. Однак застосування локальних систем з засобами на основі ВДЕ формує новий клас проблем і відповідних показників. Можна зазначити дві категорії параметрів для визначення розмірів компонентів комбінованої системи на підставі методів оптимізації: економічні (фінансові) та технічні (показники надійності постачання енергії). Мінімізація собівартості є найуживанішим економічним критерієм. Критерії надійності та енергоефективності також можуть мати економічне вираження; наразі розглянемо їх технічне формулювання.

Надійність системи енергоживлення – це здатність задовольняти вимоги щодо навантаження з достатньою гарантією безперервності та якості. Це поняття умовно можна поділити на адекватність системи й безпеку живлення. Безпека системи стосується її здатності протистояти можливим непередбаченим обставинам, не порушуючи межі нормальної роботи. Адекватність – це наявність достатнього потенціалу для задоволення попиту в межах системи.

Для оцінки можливого впливу на надійність забезпечення споживачів електричною енергією зазвичай використовують такі показники:

- очікувана втрата навантаження (loss of load expectation, *LOLE*) – час, протягом якого навантаження енергосистеми перевищує доступну потужність генерації (год/рік);
- очікувана втрата енергії (loss of energy expectation, *LOEE*) – очікувана кількість недоотриманої енергії впродовж року (МВт·год/рік);

- частота втрати навантаження (loss of load frequency, *LOLF*) – кількість випадків виникнення дефіциту генерувальної потужності (попит перевищує генерацію), випадків/рік;

- невикористана (втрачена) на певному часовому інтервалі енергія (*WE*) – надлишкова енергія, яка не була спожита чи акумульована (МВт·год/рік).

Оскільки локальні чи повністю автономні системи розраховані на певне споживання, то важливими стають також індекси надійності, що стосуються саме споживача. До таких індексів належать, зокрема, *SAIDI* (system average interruption duration index) та *SAIFI* (system average interruption frequency index). Це індекси середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні та середньої частоти таких перерв відповідно.

Значення показника балансової надійності повинно обиратися на основі визначення того рівня надійності покриття потреб споживачів в електроенергії, за якого додаткові витрати на його підвищення стають більшими, ніж компенсація вірогідного рівня збитків. Так, загальноприйнятий стандарт середнього числа днів дефіциту потужності *LOLE* у багатьох розвинених країнах дорівнює 0,1 діб/рік або 1 доби в 10 років (США), у Франції це 3 год/рік, у Великій Британії – 4 год/рік, в Ірландії *LOLE* = 8 год/рік.

Розглянуті підходи були прийнятними для традиційних енергосистем на базі контрольованих джерел енергії. Але швидкий розвиток технологій на базі ВДЕ, які не мають гарантованого джерела первинного енергоносія (насамперед це стосується вітрової та сонячної енергетики), обумовив появу нових проблем в контексті забезпечення надійності [11]. Оскільки умова забезпечення потужності може виконуватися не в кожен момент часу, показники (індекси) надійності визначаються як імовірні величини.

Популярним для оцінки автономних та комбінованих енергосистем є індекс імовірної втрати живлення (loss of power supply probability, *LPSP*) – це показник, що відображає ймовірність втрати можливості до забезпечення енергією потреб споживача. При автономній роботі енергосистеми вимоги споживачів до якості енергії можуть бути такими самими, як і при централізованому постачанні. Тоді зазначені вище індекси стосуватимуться вибору акумуляторної батареї, що відповідатиме потребам споживачів при заданих значеннях індексів. Можливі такі ситуації: є надлишкова енергія, і вона акумулюється; при перевищенні потреб і повністю зарядженій батареї акумуляторів енергія втрачена; баланс потужності як рівність споживання і генерації; дефіцит енергії, що компенсується акумуляторною батареєю, наскільки дозволяє її ємність (доки вільна ємність батареї не знижується нижче встановленого мінімального рівня); втрата споживання як неможливість задовольнити потреби. При цьому метою оптимізації можуть бути: забезпечення надійного живлення для створення належних умов експлуатації обладнання чи/та побутових умов; ефективне використання всієї

виробленої енергії, тобто мінімізація її втрат; максимальна комерційна привабливість, або мінімізація собівартості енергії [12]. Зазвичай має вирішуватися багатокритеріальна задача оптимізації.

Стосовно методів пошуку оптимальних рішень існують різні підходи, що враховували б випадкову природу ВДЕ та споживання. Наприклад, в роботі [13] для оптимізації гібридних енергетичних мікромереж порівнюються генетичні алгоритми (genetic algorithm), оптимізація роєм частинок (particle swarm optimization), методи імітованої нормалізації (simulated annealing) і лінійного програмування (linear programming). Вивчено багато аспектів, включно з економічною ефективністю, екологічною життєздатністю й надійністю мікромережі. Дослідження вказує на складні компроміси між різними методами оптимізації, надаючи можливість вибирати стратегії, які відповідають конкретним цілям мікромережі. Крім того, це сприяє ширшому обговоренню шляху до створення стійких, надійних і економічно доцільних структур.

Модель спільної роботи вітрової та сонячної електростанцій допускає формалізацію у вигляді нелінійної скінченновимірної задачі опуклого програмування з обмеженнями у вигляді нерівностей. Розв'язок такої задачі методом множників Лагранжа дозволяє отримати аналітичне рішення, яке забезпечує мінімальну дисперсію сумарної потужності. Таке рішення залежить лише від пропорції потужностей ВЕС та СЕС і є справедливим для оцінки короткотермінових відхилень поточної потужності від осередненого рівня [14]. Врахування акумулятора енергії як засобу згладжування випадкових відхилень та відповідного зменшення дисперсії потужностей також може бути сформульоване у вигляді функціоналу Лагранжа. Основними параметрами системи виступатимуть відносні потужності складових енергосистеми (генерації та навантаження), а для акумулятора також його ємність. Наявність додаткового засобу балансування у вигляді резервного генератора дозволяє ще зменшити рівень дисперсії значень результуючої потужності. Задача оптимізації параметрів енергосистеми при цьому може бути сформульована в термінах випадкових функцій, а розв'язок отримано у вигляді квадратур. Точні рішення можливі лише в окремих випадках, коли відомо характер розподілу; в загальному випадку можна знайти математичні очікування та довірчі інтервали шуканих параметрів.

У випадку мікромереж оптимізація має стосуватися інтересів як розподільної компанії, так і надійного забезпечення споживачів енергії. Для цього пропонуються дворівневі моделі [15]. У дворівневій задачі оптимізації верхній рівень прагне максимізувати прибутки власників мікромережі й засобів розподіленої генерації, а нижній рівень присвячений забезпеченню балансу навантаження, управлінню розподіленою генерацією та реалізації стратегій керування споживанням. Такі задачі можна опрацьовувати за допомогою евристичних підходів, де кожен рівень оптимізується окремо.

Якщо говорити про двокритеріальну оптимальність конфігурації ЛЕС в поняттях надійності та економічності, то собівартість отриманої з ВДЕ електроенергії має порівнюватися з альтернативним гарантованим джерелом (електромережею для комбінованих систем чи керованим джерелом типу дизель-генератора в автономних системах). Графічна інтерпретація пошуку оптимального рішення зображена на рис. 7.6, де застосовано математичну модель Дж. Тобіна (див. [12]). Тут одним з критеріїв є вартість ЛЕС (або собівартість отриманої енергії), іншим – ступінь ризику, який оцінюється як мінливість джерела енергії. За показник мінливості можна використати середньоквадратичне відхилення (σ_{Σ}) небалансу потужностей $P_{\Delta}(t)$ (7.1). Звичайно, впровадження акумуляторів зменшує ризиковість, зате збільшує вартість системи й, відповідно, енергії.

Точки кривої $\Psi(x_i)$ є обвідною області значень станів ЛЕС, яка визначається конфігурацією системи, складом обладнання, природними умовами, що визначають роботу різнотипних ВДЕ (аналог кривої ризику-доходу, але задача на мінімум вартості, а не максимум доходу). В такій постановці вважається, що дешевші конфігурації мають вищий ступінь ризику. На рис. 7.6 через $C_{\max}$ та $\sigma_{\max}$ позначено максимально допустимі значення вартості та ризику. Тоді точки A , B є оптимальними при пріоритеті критерію вартості чи ризику, відповідно, а за відсутності ранжування критеріїв крива AB є арбітражною множиною Парето-оптимальних рішень, тобто таких, де покращення одного показника можливе лише за рахунок погіршення іншого.

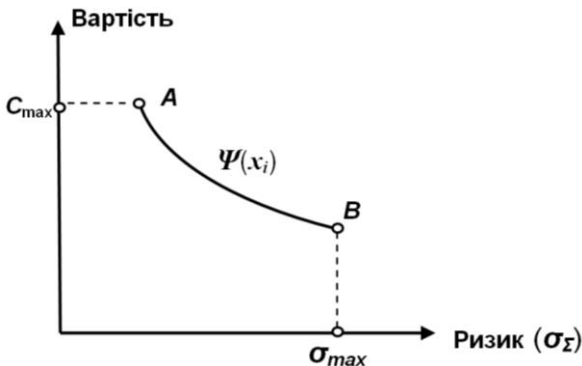


Рис. 7.6. Пошук оптимальної ЛЕС за двома критеріями

Крім зазначених, можуть бути інші критерії, наприклад максимальне використання певного виду генерації, мінімальне використання мереж чи традиційного палива, швидка окупність проекту тощо. Методом пошуку оптимальної конфігурації ЛЕС може бути як встановлення пріоритетності

критеріїв (цільового програмування) чи вагових коефіцієнтів, так і інші способи розв'язання багатовимірних задач.

7.1.5. Приклади комбінування різнотипних джерел

Енергосистеми, до складу яких входять сонячні та вітряні електростанції, набувають широкого застосування в сучасній енергетиці. Основною причиною є масштаб впровадження потужних ВЕС та СЕС, істотний вплив на можливості стабільного енергопостачання, а також масовість приватних фотоелектричних станцій малої потужності. Однак такі відновлювані ресурси, як сонячна та вітрова енергія, можуть успішно поєднуватися з різноманітними джерелами електричної та теплової енергії.

Аналіз природних ресурсів сонячної, вітрової та гідравлічної енергії (гідроелектростанцій) показує, що вони досить динамічно та за різними закономірностями змінюються у просторі (за територією) і в часі (протягом року). Їх просторові й часові складові динаміки не збігаються, що робить доцільним їх комбіноване використання. Найінтенсивніші вітри бувають у зимовий період, а найбільше сонця влітку; пік потенціалу річок припадає на весняні паводки. Це дає можливість гнучкіше використовувати потенціал цих ВДЕ, згладжувати чи підсилювати природні коливання, викликані циклічністю природних процесів у різних часових масштабах. Зокрема, коливання річного стоку мають чітко виражений річний цикл; сонячна енергія крім річного має добовий цикл; для вітрового потенціалу циклічність виражена менш явно і має згладжені форми. Щодо швидких змін, то енергія ГЕС є досить керованою на коротких часових проміжках, тоді як вітрова змінюється з темпом у десятки хвилин через механічну інерцію повітряних мас та обладнання ВЕУ, а сонячна – протягом хвилин і навіть секунд при повній відсутності інерції. Тому до комбінації різнотипних ВДЕ доцільно долучати більш стабільні та керовані види, як-от геотермальна енергія чи використання біомаси як джерела енергії.

У пошуках екологічних та відновлюваних джерел енергії дедалі частіше звертаються до технологій використання водню як енергоносія. Особливо ефективною виглядає система з перетворенням електроенергії на водень та повторної конвертації в електроенергію при використанні надлишкової енергії ВДЕ в періоди позапікових навантажень, коли споживання електроенергії зменшується. Це дозволяє повніше використовувати потенціал ВЕС та СЕС в ізолюваних енергосистемах. Інша вигода від використання електролізу – зниження втрат від вимушених обмежень генерації ВДЕ, оскільки забезпечується неперервність роботи генерувальної системи. Водень при цьому може накопичуватись для подальшого використання як акумулятор енергії. Це дає змогу оптимізувати енергосистему та досягти більшої економічної ефективності. При цьому можливе спільне виробництво як електроенергії, так і водню як кінцевого продукту. Оскільки водень може

використовуватися безпосередньо як паливо, в суміші з природним газом, або для потреб хімічної промисловості, це створює практично необмежений ринок для використання вітрової та сонячної енергії без негативного впливу на стабільність енергопостачання.

Для відокремлених (острівних) енергосистем популярним методом поєднання традиційної та відновлюваної енергетики свого часу стала побудова вітродизельних електростанцій (ВДЕС). Досвід промислового використання таких станцій на базі ВЕУ сучасного типу та автоматизованих систем керування відомий з кінця минулого століття. Типова структурна схема ВДЕС зображена на рис. 7.7.

Збалансована за електричним і тепловим навантаженням вітродизельна електроенергетична станція працює в режимі оптимального використання джерел енергії. Вона забезпечує скорочення споживання дизельного палива до 60–80 %, збільшуючи життєвий цикл дизельних двигунів у 2–3 рази, залежно від реальних швидкостей вітру й попиту на енергію. Обладнання станції працює в різних режимах, перехід від одного режиму до іншого відбувається без переривання подавання енергії або зміни її якості.

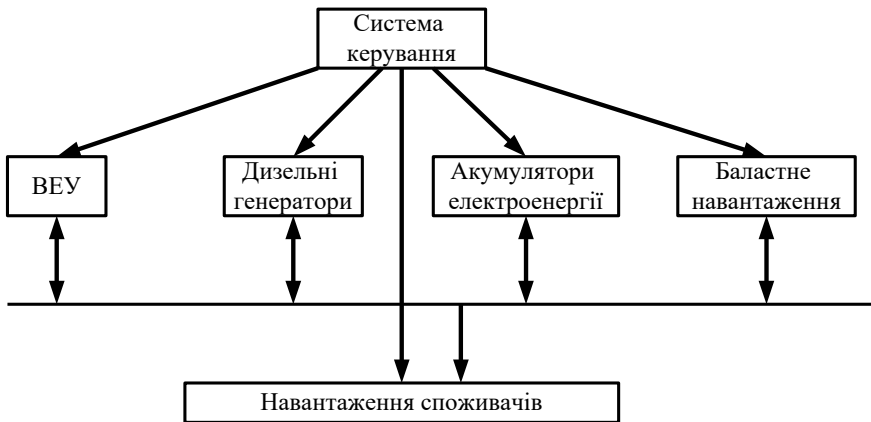


Рис. 7.7. Структурна схема вітродизельної системи

Вибір режиму роботи зазвичай здійснюється автоматично, залежно від таких факторів, як швидкість вітру, навантаження від споживачів, стан зарядки акумуляторної батареї. Основні режими роботи ВДЕС такі:

- «Тільки дизелі» – коли вітер відсутній, система включає в роботу дизельні генератори певної номінальної потужності. У короткі періоди, при невисокому попиту на електроенергію, працює тільки акумуляторна батарея.

Дизелі також використовуються при первісному запуску керуючого комплексу електростанції для здійснення зарядки акумуляторної батареї.

- «ВЕУ і дизелі» – при наявності вітру, достатнього для роботи ВЕУ, знижується потужність дизельних генераторів, вибирається оптимальний за потужністю дизельний генератор або їх комбінація.

- «ВЕУ і тільки один дизель» – якщо швидкість вітру зростає до такого ступеня, що ВЕУ можуть самостійно задовольняти вимоги з навантаження, система керування лишає один дизельний генератор на мінімальній потужності як резервний і забезпечує поглинання надлишкової електроенергії баластним або тепловим навантаженням.

- «ВЕУ й акумуляторна батарея» – при достатній швидкості вітру йде накопичення енергії акумуляторною батареєю, яка слугує і резервним джерелом в разі відключення дизель-генераторів.

- «Тільки ВЕУ» – коли електроенергія ВЕУ достатня для надійного забезпечення споживачів, система керування відключить всі інші джерела енергії й підключить до розподільної шини станції баластне навантаження (вторинний споживач). Якщо вторинні споживачі не в змозі прийняти додаткову енергію, відключаються деякі з ВЕУ.

Конструкції вітродизельних систем варіюють від простих типів, в яких ВЕУ безпосередньо приєднані до мережі з використанням мінімуму додаткових пристроїв, до більш складних комплексних систем, де присутні елементи розвинутої системи керування і різнобічні електротехнічні компоненти. У холодному кліматі використання тепла дизельних двигунів також відіграє важливу роль.

У традиційних системах такого виду основним завданням ВДЕ було скорочення витрат палива та моторного ресурсу, тобто переважно допоміжна роль. У сучасних ВДЕ-дизельних гібридних системах як допоміжне джерело може виступати вже дизель-генератор, дозволяючи уникнути значних небалансів потужності [16]. Комбінування можливостей акумулятора електричної енергії та резервного генератора дає змогу досягти практично гарантованого забезпечення потреб споживача навіть з урахуванням варіативності сонячної та вітрової генерації, а також змінного режиму споживання. Однак різні алгоритми використання балансувальних потужностей мають суттєві відмінності як щодо ефективності використання природного енергетичного потенціалу, так і за вартісними показниками. Імітаційне моделювання дозволяє розрахувати шукані параметри, визначити оптимальну конфігурацію та алгоритм роботи обладнання відповідно до заданих вимог. Зокрема, режим роботи резервного генератора безпосередньо на споживача зменшує загальний час роботи генератора, проте збільшує кількість циклів вмикання-вимикання та ймовірні обмеження споживання. Використання генератора для заряджання акумулятора дозволяє гарантовано запобігати втратам навантаження (при відповідних потужностях та ємності),

проте допускає великі втрати надлишкової енергії. Загалом зростання ємності акумулятора монотонно збільшує надійність забезпечення споживача, тож для потужності генератора спостерігаються певні оптимальні значення, залежні від алгоритму вмикання. Якщо різні співвідношення параметрів акумулятора та генератора можуть забезпечити однакову надійність постачання енергією, додатковим критерієм оптимальності може бути питома вартість обладнання чи отриманої енергії.

Розповсюдженим варіантом поєднання відновлюваного та традиційного джерел енергії є комбінована фотодизельна електростанція на базі фотоелектричних станцій (CEC) та дизель-генераторів. Приклад такої системи (схема керування) зображено на рис. 7.8. Режими керування фотодизельною станцією в такому виконанні подібні до роботи вітродизельної станції.

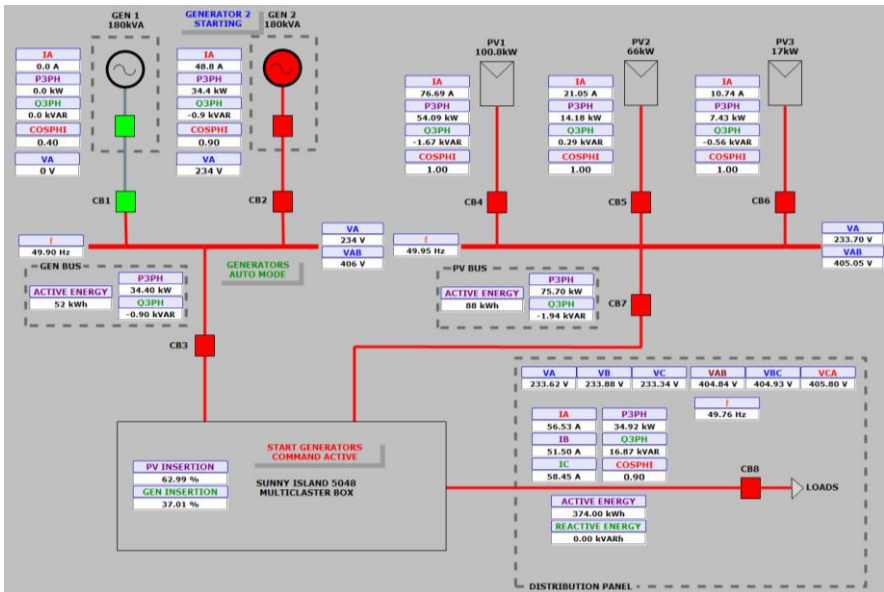


Рис. 7.8. Робоча сторінка системи керування фотодизельної електростанції

Система керування відображає поточний стан роботи дизель-генераторів (GEN1, GEN2), CEC (PV1, PV2, PV3), сумарну потужність у спільній шині змінного струму (BUS), навантаження (LOADS). Основними критеріями при визначенні характеристик системи вважається задоволення добового режиму навантажень, мінімізація втрат електричної енергії від ФЕС у поєднанні зі зменшенням використання дизельних генераторів,

удосконаленням економічних і технічних характеристик за допомогою системи акумулювання; як результат має бути досягнуте найефективніше функціонування системи.

7.2. Системи накопичення енергії

7.2.1. Роль акумулювання енергії в побудові ефективних енергосистем

У попередньому розділі системи акумулювання енергії розглядалися як важливий компонент локальних енергосистем. В умовах розбудови ВДЕ в розподільних електричних мережах необхідно передусім оцінювати балансову надійність, тобто визначення ймовірності незбігу графіків споживання і генерування, зумовлену нестабільністю таких ВДЕ, як Сонце та вітер. Використання акумуляторів енергії забезпечує вирішення цілої низки проблем накопичення, зберігання та перетворення енергії ВДЕ. Актуальними стають проблеми розробки і створення високоефективних засобів акумулювання електричної та теплової енергії, створення методології розрахунку оптимальних параметрів систем акумулювання, що дозволить забезпечити вимоги до надійності найбільш економічно вигідним способом.

Під час вибору накопичувачів електричної енергії для конкретної енергетичної системи необхідно в однаковій мірі враховувати енергетичні та експлуатаційні показники як обладнання на основі відновлюваних джерел і споживачів енергії, так і накопичувачів енергії. До основних характеристик останніх належать: питома потужність, питома енергія, питома вартість накопичувача енергії, термін заряду-розряду, термін служби, ККД, рівень саморозряду, безпека, простота обслуговування, вид виробленої та споживаної енергії. За фізичною природою системи зберігання енергії зазвичай класифікують як електрохімічні (акумуляторні батареї), хімічні (технології «потужність-газ», наприклад виробництво водню чи синтез-газу), електричні (конденсатор), механічні (гідроакумулювальні та інші гравітаційні, інерційні, стиснений газ), теплові (нагрівання, речовини з фазовим переходом). Серед багатьох типів акумуляторів вибирають такі, що за своїми властивостями та характеристиками найпридатніші для роботи з обладнанням на основі ВДЕ.

Під час роботи з генерувальним обладнанням на основі ВДЕ системи акумулювання електричної енергії, працюючи в режимі постійного підзаряду, вирівнюють добові коливання, що виникають у процесі експлуатації, й забезпечують стабільне живлення споживачів електроенергії. При роботі з промисловою електромережею системи акумулювання електричної енергії накопичують позапікову електроенергію в нічний час і забезпечують електроживлення споживачів у періоди пікових навантажень [17]; останнім часом дедалі актуальнішою стає проблема вимушених відключень від мережі.

Проблема зберігання енергії в енергосистемах зі значним рівнем відновлюваної енергії є предметом багатьох досліджень, а розробка комбінованих систем зберігання енергії, або HESS (hybrid energy storage systems), належить до найбільш інноваційної галузі [18]. HESS характеризує вигідне сполучення двох або більше технологій зберігання енергії з взаємодоповнювальними експлуатаційними характеристиками (такими як щільність енергії та потужності, швидкість саморозряду, ефективність, термін експлуатації тощо). Для застосування в децентралізованих системах з ВДЕ (особливо СЕС) частіше розглядаються такі конфігурації HESS: нагрівач та акумуляторна батарея; нагрівач, акумуляторна батарея і водневий комплекс; суперконденсатор та акумулятор або різнотипні акумулятори (наприклад, звичайна акумуляторна батарея та «високопотужний» акумулятор). Такі комбінації дозволяють забезпечити як тривале зберігання значних обсягів енергії, так і швидку реакцію на швидкоплинні зміни режимів генерації та споживання.

Деякі відомі сучасні практичні застосування акумуляторних батарей в енергосистемах на основі ВДЕ можна охарактеризувати так [19]:

- *крупні ВЕС чи СЕС з розподіленим енергозбереженням* – таке поєднання допоможе вирішити проблему нерівномірності генерації та інтегрування ВДЕ до існуючої мережі, зокрема й питання якості постачання енергії;

- *комунальні системи зберігання енергії* для ізолюваних від мережі енергосистем з джерелами енергії різних видів, які можуть підтримувати поточні потреби користувачів;

- *транспортні засоби з накопичувачами енергії* можуть бути частиною розподіленої системи при інтеграції відновлюваної енергії;

- *управління рівнем споживання кінцевого користувача* – система зберігання може допомогти кінцевим користувачам «зміщувати час» споживання енергії від ВДЕ, коли регульовані (зонні) тарифи на енергію спонукають зміщувати час заряджання в зону низького тарифу, з подальшим використанням накопиченої енергії в час, коли попит і ціна високі;

- *гнучкий піковий ресурс* для обслуговування пікового попиту на електроенергію;

- *регулювання частоти* – акумуляування електроенергії має потенціал, щоб реагувати за мілісекунди, а також має економічну перспективу;

- *системи безперебійного живлення* використовуються для забезпечення стабільної та надійної потужності в разі чутливості до критичних навантажень, щоб мінімізувати вплив нестабільної генерації ВДЕ.

Загальний вигляд розгалуженої системи зберігання енергії на різних рівнях [17] зображено на рис.7.9.

7.2.2. Розрахунок систем акумуляування енергії

Небаланс енергії як інтегральна характеристика небалансу потужності залежить від тривалості та знаку відхилень генерованої потужності від споживаної. Графік накопичених (умовно) обсягів надлишкової та

недостатньої енергії дозволяє зробити висновки щодо потреб в акумулюванні енергії. При цьому можливі втрати як виробленої енергії (при позитивному небалансі), так і недопоставленої, тобто втрати споживання (при негативному), де величина небалансу потужностей визначається рівністю (7.1), а небаланс енергії – її інтегруванням по заданому часовому проміжку. Якщо планова генерація відбувається за осередненим графіком споживання (зазвичай погодинному), то середній небаланс потужностей має бути близьким до нульового за математичним очікуванням, а обсяги втраченої та недопоставленої енергії чисельно рівними.

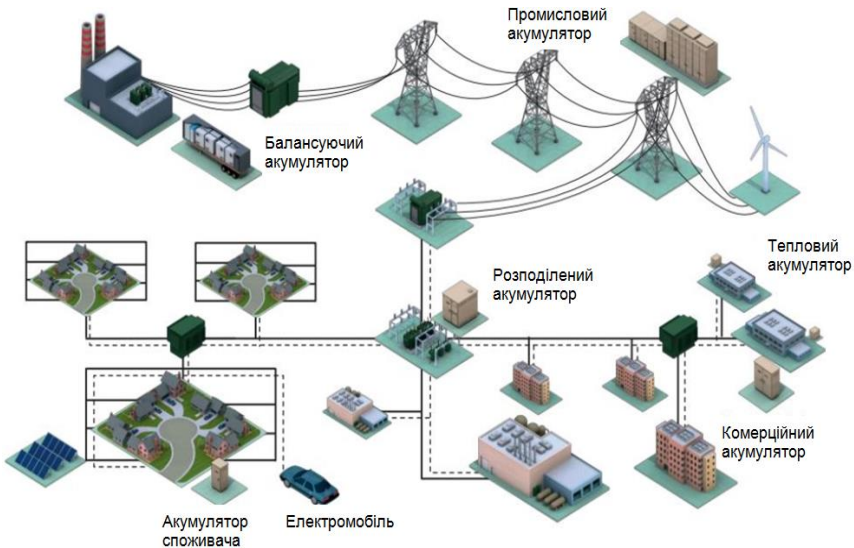


Рис. 7.9. Розосереджена мережа акумулювання енергії

Резервування потужностей покликане запобігати недопоставкам енергії, тобто компенсувати негативну складову небалансу. Натомість позитивна частина може бути збережена лише шляхом акумулювання надлишкової енергії, що одночасно слугуватиме і як резерв потужності. Для традиційних енергосистем потреба в резерві визначається випадковою складовою споживання енергії, а за наявності ВДЕ генерування також містить випадкову складову, що збільшує ймовірність перевищень генерації над споживанням і робить актуальнішим використання технологій акумулювання. Оптимальність параметрів акумулювання може визначатися виходячи з обмежень на ймовірність небалансу та допустимі його рівні (технологічна складова), а також зважаючи на вартість генерувального обладнання та власне енергії, зокрема з урахуванням штрафних санкцій за відхилення від графіка

споживання (економічна складова). Оскільки небаланс потужності виступає як випадкова величина, важливо враховувати ймовірність критичних значень небалансу: так, орієнтування на максимальні відхилення балансу енергії при виборі акумуляторних батарей може призвести до економічно невиправданої їх ємності. При оптимізації за критерієм математичного сподівання доцільно було б виходити з середнього рівня можливого накопичення, оптимізації за критерієм надійності – виходити з характеру розподілу показників небалансу енергії як випадкової величини. При цьому зазвичай існує певний діапазон допустимих відхилень від балансу потужностей (стійкість енергосистеми), за межами якого виникає стан небалансу. Приклад обмежень на небаланс потужності зображено на рис. 7.10, де акумуляування розпочинається при значеннях небалансу понад P_2 (горизонтальна штриховка), а потреба розряджати акумулятори виникає при небалансі нижче $-P_1$ (вертикальна штриховка).

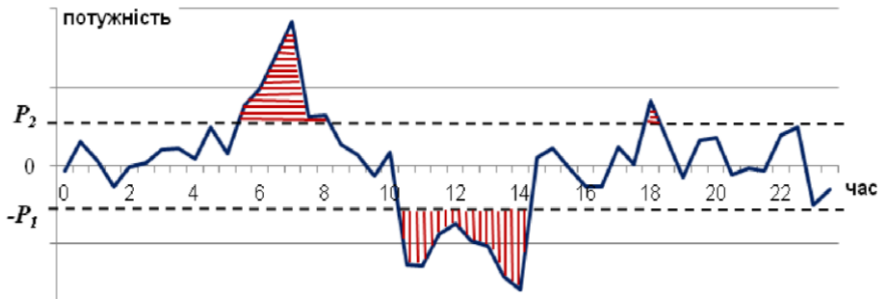


Рис. 7.10. Приклад поведінки небалансу потужності

Очевидно, при правильному формуванні планових графіків генерації площі заштрихованих областей мають бути рівними, тобто результуючий баланс акумуляування при тривалій роботі прямує до нуля. Це означає рівність накопиченої та використаної повторно енергії (з урахуванням ефективності власне акумуляторів).

Рівень заряду акумуляторної батареї в момент часу t :

$$C_A(t) = C_A(t - \Delta t)(1 - \xi) + \left(P_S(t) + P_W(t) - \frac{P_U(t)}{\eta_{inv}} \right) \Delta t \cdot \eta_{bat} \quad (7.2)$$

якщо генерована потужність більше за споживану, а рівень зарядженості нижче максимального. Тут ξ – показник, що характеризує саморозряд батареї; η_x – показник ефективності (ККД) відповідно перетворювача, інвертора чи зарядного пристрою.

При розряджанні АБ аналогічно:

$$C_A(t) = C_A(t - \Delta t)(1 - \xi) - \left(\frac{P_U(t)}{\eta_{inv}} - [P_S(t) + P_W(t)] \right) \Delta t \quad (7.3)$$

На практиці показник саморозряду досить малий, і для малих часових проміжків (до 1 год) можна вважати $\xi \approx 0$.

Знаючи функцію щільності розподілу для небалансу потужності, зображену на рис. 7.11 у вигляді гістограми (вертикальна вісь не суміщена з 0-значенням), можна розрахувати обсяг акумульованої енергії при різних порогових значеннях P_1, P_2 з вибраним рівнем вірогідності.

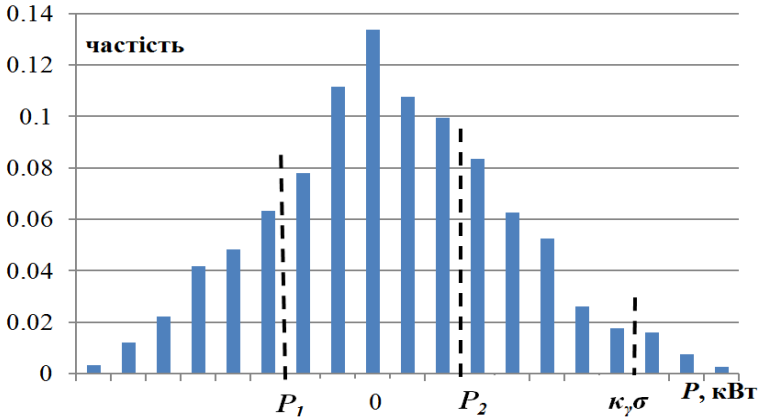


Рис. 7.11. Розподіл місячних даних небалансу потужності [21]

Відповідно до досліджень даних про значення споживання та генерації ВДЕ встановлено, що такий розподіл задовільно описується нормальним (Гаусовим) законом [20]. Тоді для довірчої ймовірності γ максимально досяжний небаланс потужностей може оцінюватися за величиною $\kappa_\gamma \sigma_\delta$, де κ_γ – квантиль порядку γ , а σ_δ – середньоквадратичне відхилення (СКВ) поточних значень небалансу, тобто ймовірність перебування в заданих межах дорівнює: $Prob\{P(t) < \kappa_\gamma \sigma_\delta\} = \gamma$. Наприклад, для довірчої ймовірності $\gamma = 0,9$ при нормальному розподілі маємо $|\kappa|_{0,9} = \kappa_{0,95} = 1,65$.

Отже, якщо встановлено допустиме позитивне значення небалансу на рівні P_2 , то з заданою довірчою ймовірністю надлишкова потужність навантаження становитиме $(\kappa_\gamma \sigma - P_2)$, (див. рис. 7.11). Аналогічно обмежується допустимий негативний небаланс.

На відміну від резервування потужностей, для якого важливим є розмах відхилень навантаження від графіка, для роботи акумуляторів енергії важлива також послідовність відхилень. Небаланс енергії як інтегральна характеристика небалансу потужності залежить від тривалості відхилень однакового знаку, а можливість накопичення певної енергії визначає потрібну ємність акумуляторів.

Очевидно, середні рівні небалансу енергії для різних днів можуть мати різні знаки, залежно від послідовності значень небалансу потужності. За наявності коректного прогнозу щодо загальних потреб споживача, через добову циклічність кожна доба завершуватиметься нульовим значенням кумулятивного небалансу енергії, проте впродовж доби можуть переважати позитивні чи негативні значення, отже, поточні накопичені значення можуть значно різнитися для різних днів [22]. Загалом середнє за добу значення небалансу енергії залежить від точки відліку, і для діапазону від півночі до півночі буде випадковим чином відрізнятися для діапазону, наприклад, від полудня до полудня наступного дня. Середньодобові значення небалансу енергії (E_{Δ}) впродовж місяця для реального прикладу забезпечення населеного пункту зображено на рис. 7.12.

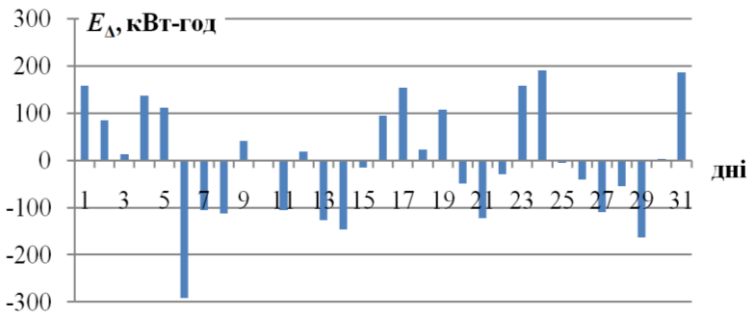


Рис. 7.12. Місячний хід середньодобових значень небалансу енергії

Отже, незважаючи на нульове математичне очікування добового небалансу, проміжні значення можуть мати досить великі значення, що потрібно враховувати при виборі системи акумуляування енергії. Крім того, можлива ситуація, коли очікуване добове споживання значно відрізнятиметься від прогнозованого, тоді можливе накопичення небалансів від доби до доби значно збільшить потребу в ємності акумуляторів. За умови повного збереження тимчасових надлишків енергії потрібна досить велика номінальна потужність та ємність акумуляування. Оскільки ймовірність екстремальних значень мала (див. рис. 7.11), доцільним видається застосування довірчих інтервалів при заданій ймовірності, використання заданих порогових значень, а доцільна затребувана ємність акумуляторів визначається розподілом

небалансу (див. рис. 7.12). Екстремальні значення будуть складати незворотні втрати енергії.

Розглянемо приклади вимог до системи акумулювання за різних умов роботи енергосистеми. Для споживача, згаданого вище, середній рівень споживання становить 800–1000 кВт і має параметри мінливості небалансу як випадкових відхилень від середнього режиму навантаження:

$$\text{СКВ}\{P(t)\} = \sigma_0 = 35 \text{ кВт}, \text{СКВ}\{E_{\Delta}(t)\} = \sigma_K = 152 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

Для довірчої ймовірності $\gamma = 0,9$ гарантоване з імовірністю не нижче 90 % збереження надлишкової енергії для забезпечення нульового балансу потужності за умови щоденного прогнозування потребує ефективної ємності акумулювання 250 кВт·год та потужності 60 кВт. У разі заміни частини генерації на ВДЕ, наприклад при потужності ВЕС 200 кВт та потужності СЕС 200 кВт, матимемо: $\sigma_0 = 55 \text{ кВт}$, $\sigma_K = 244 \text{ кВт}\cdot\text{год}$. Тоді за тої ж довірчої ймовірності матимемо потребу в ефективній ємності акумулювання 400 кВт·год та потужності 90 кВт. Отже, додаткова потреба в потужності акумулювання становитиме 30 кВт, або 8 % номінальної потужності ВДЕ. Однак обсяг втраченої енергії при цьому зростає, оскільки зріс розмах (СКВ) небалансу. Для збереження рівня втрат за тих самих умов потрібно прийняти $\gamma = 0,94$; $\kappa_{\gamma} = 1,88$. Тоді потрібна потужність акумулювання становитиме 103 кВт, або додаткових 43 кВт (11 % потужності ВДЕ).

Наведена оцінка є досить наближеною, оскільки вона справедлива лише для значної кількості реалізацій випадкового процесу (закон великих чисел), і в конкретних прикладах може відрізнятися досить випадковим чином, проте дозволяє порівнювати різні варіанти кліматичних умов та складу енергосистеми.

Окремим питанням є сезонне акумулювання енергії, тобто накопичення сонячної енергії влітку й витрачання накопиченого взимку (для вітрової енергії ситуація зворотна). Ефективним засобом тривалого зберігання енергії видається використання водню, тобто його отримання електролізом води, зберігання в спеціальних ємностях та перетворення на електричну енергію в паливних елементах (ПЕ). Алгоритм роботи системи (рис. 7.13) передбачає неперервну генерацію електроенергії від ВДЕ і синхронне її споживання [23]. Надлишки генерованої енергії спрямовано на заряд АБ до заповнення її ємності; далі надлишок енергії використовується для електролізу з накопиченням водню в певній ємності. В разі недостатньої потужності генерації використовується енергія АБ; при її розряді до мінімально допустимого рівня вмикається резервний генератор (РГ), який працює до припинення негативного балансу і далі для заряду АБ до певного рівня. Якщо після вмикання РГ потужності все ще не вистачає, використовуються ПЕ на запасах водню. Параметри обладнання мають забезпечити надійне енергопостачання з заданою ймовірністю.

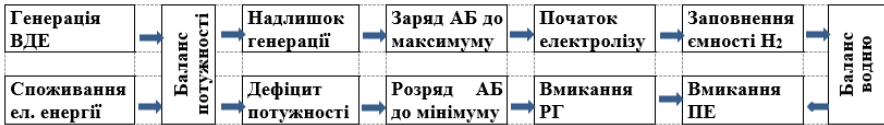


Рис. 7.13. Послідовність балансування потужностей

Математична модель роботи обладнання відображає випадкову природу процесів та враховує потребу синхронного врахування поточних станів різних елементів системи. Отже, поточні потужності та стан накопичення енергії мають бути представлені у вигляді тривалого випадкового процесу. Загальний баланс потужностей складається так, що максимальна ймовірність обмежень споживача спостерігається в осінньо-зимовий період, а втрати надлишкової енергії – весняно-літнього сезону (в разі значної частки сонячної генерації). Помісячний баланс демонструє наявність надлишкової енергії влітку, більша частка якої використовується для електролізу. Залишкові втрати потужності (позитивний небаланс) обумовлені обмеженими можливостями до утилізації надлишкової енергії (потужністю електролізу) та втратами під час перетворення енергії. Взимку значну частку генерації забезпечують паливні елементи.

Пошуки оптимального співвідношення генерувальних потужностей різного типу та допоміжних систем накопичення енергії потребують вирішення спеціальних задач стохастичної оптимізації. Додатковим обмеженням є модульний характер обладнання, тобто оптимізаційна задача має бути цілочисельною або оперувати з дискретними величинами. Вибір конфігурації ЛЕС здійснюється таким чином, щоб зменшити частку незбалансованих станів. Мінімізація небалансів є переважно технічною вимогою, але має також економічну складову таку, як вартість втраченої енергії чи споживання. Іншою економічною складовою має виступати вартість обладнання (капітальні та експлуатаційні витрати) як другий критерій оптимізаційної задачі.

7.3. Прогнозування поточної потужності ВДЕ

7.3.1. Постановка задач прогнозування

Необхідність розв'язання задач прогнозування обумовлено сучасним станом та перспективами подальшого розвитку ОЕС, ринку електричної енергії України та його окремих сегментів.

Зростання частки вітрових та сонячних електростанцій у складі енергосистеми довольного рівня (локальної, регіональної, об'єднаної) ускладнює можливості регулювання енергобалансу через випадковий характер надходження вірової та сонячної енергії. Серед проблем, до яких це

призводить, можна виділити ускладнення планування роботи традиційних електростанцій, задачі оцінки вартості виробленої електроенергії, планування технічного обслуговування енергетичних установок чи інфраструктури. Узгодження прогнозів ВДЕ з традиційними джерелами енергії вимагає розгляду трьох основних аспектів. По-перше, необхідно узгодити прогнози виробників ВДЕ з урахуванням інтересів третіх сторін, а також достовірні прогнози споживання енергії. Друге завдання полягає в короткостроковому прогнозуванні метеорологічних умов на добу вперед, що є критичним для погодинного прогнозування генерації. Третя задача визначається узгодженням цих прогнозів. Як наслідок, регулятори енергосистеми повинні скласти детальні плани розрахункового виробітку електроенергії.

Одним із проблемних питань є зростання потреби у регульовальних (резервних) потужностях, здатних компенсувати зміну виробітку електроенергії зазначеними ВДЕ. Для зменшення потреб у резервних потужностях та забезпеченні надійності системи при зростанні частки відновлюваної енергії потрібне поточне прогнозування вітрового та сонячного потенціалів, а отже, роботи ВЕС і СЕС. Прогноз – це обґрунтована ймовірнісна оцінка стану об'єкта або значення величини, що характеризує об'єкт або процес, через певний проміжок часу [24]. Процес прогнозування потребує побудови математичної моделі для залежності прогнозної величини від певних факторів, та власне отримання прогнозів на основі розробленої моделі.

При зростанні частки ВДЕ збільшуються вимоги здебільшого до резерву категорії від 15 хв до 1 год (вторинного резерву). Такий резерв повинен компенсувати зміни енергетичного балансу, адже рівень споживання може бути передбачений лише з певною точністю. Передбачуваність енергосистеми означає, що існують електростанції з різним часом запуску, які мають бути ввімкнені завчасно. Отже, часова протяжність надійного прогнозу визначається технічною спроможністю енергосистеми до компенсації перепадів потужності та задається умовами функціонування енергоринку. Зрозумілими є потреби в точності прогнозу ВДЕ – від них залежить розмір резерву при заданій вимозі до надійності. Частота появи прогнозу також має значення – так, періодичне оновлення прогнозу істотно зменшує його сукупну похибку.

Під короткостроковим прогнозуванням звичайно розуміють погодинні (іноді півгодинні) значення електричної потужності певної енергосистеми з горизонтом упередження 24–48 год. Під погодинними значеннями, як це прийнято в НЕК «Укренерго», вважають середню потужність за годину, яка чисельно дорівнює спожитій за годину електричній енергії. Особливими випадками є прогнозування потужності на певний час доби, оцінка добового максимуму та години максимуму генерації й навантаження.

Якість короткострокових прогнозів оцінюється за параметрами точності, стабільності та обґрунтованості отриманих результатів. Під точністю

розуміють середнє відхилення розрахованих значень від фактичних, і на практиці оцінюють за допомогою вибраної метрики помилок. Як числові показники (метрики) часто використовуються такі стандартизовані величини, як середні відхилення (mean bias error, *MBE*), середньоквадратична похибка (root mean square error, *RMSE*), середня абсолютна похибка (mean absolute error, *MAE*), стандартне відхилення (standard deviation, *SDE* або σ). Формули для означених величин мають такий вигляд:

$$MBE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i, \quad RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i^2}, \quad MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |x_i|,$$

$$SDE = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2}, \quad (7.4)$$

де x_i – відхилення прогнозованого значення від фактичного, N – розмір представницької вибірки значень. Тут показник *MBE* вказує на наявність систематичної похибки (трендової складової); *MAE* дає середній розмір похибок, а *RMSE* акцентує вагу значних похибок. Зазначені метрики можуть мати абсолютні значення, або відносні – нормалізовані за допомогою характерних показників. Так, швидкість вітру та сонячну радіацію часто нормалізують діленням на середні чи максимальні значення вибірки даних, а потужності відповідних енергосистем – діленням на їх номінальну потужність.

Стабільність результатів може бути охарактеризована декількома способами. Найбільш загальним є побудова емпіричної функції розподілу похибки та її визначення. На практиці ж частіше використовують такі показники: максимальна похибка, математичне очікування похибки, середньоквадратичне відхилення (стандартна девіація) похибки, як в іменованих одиницях, так і у відсотках. Обґрунтованість прогнозу оцінюється відношенням кількості екстремальних похибок до їх загальної кількості. Під екстремальними мають на увазі похибки, які виходять за довірчий інтервал або не відповідають регламентованій точності прогнозу.

7.3.2. Прогнозування надходження вітрової енергії

Для утримання енергосистеми в стабільному стані виробники енергії повинні постійно пристосовуватися до змінного навантаження з боку споживачів. Якщо активна потужність ВЕС може іноді бути знижена при зменшенні потреб в енергії, то збільшитись при зростанні потреб вона не може внаслідок обмеженої швидкості вітру. Тому що більша частка вітрової енергії, то важче утримувати баланс енергосистеми.

Прогнозування у відновлюваній енергетиці набуло розвитку протягом останніх 20 років. Потреба в прогнозуванні залежить від рівня впровадження вітрової енергетики. Вважається, що при частці встановленої потужності ВЕС у загальному обсязі на рівні 5 % потреба в точному прогнозуванні стає нагальною, а для рівня 10 % і вище – критично необхідною. Методи прогнозування вітрової енергії загалом можна розділити на фізичні та статистичні [25]. Перші досліджують фізичні властивості атмосфери та її взаємодію з землею поверхнею, другі базуються на статистичних закономірностях. Фізичні моделі використовують різні фізичні фактори, як-от характер місцевості, перешкоди, тиск і температура повітря. Статистичні методи базуються на історичних даних, сформованих у вигляді часових рядів. Фізичний підхід має переваги при тривалому прогнозуванні, тоді як статистичний добре працює при короткостроковому прогнозуванні. Зазвичай застосовуються одночасно як фізичні, так і статистичні моделі.

Для врахування місцевих умов використовуються дані метеорологічних служб. Це моделі числового передбачення погоди, або NWP-моделі (numerical weather prediction) як вхідні змінні. NWP-моделі базуються на динамічних рівняннях, що описують зміни в атмосфері на декілька днів вперед. Глобальні моделі стосуються всієї планети, і побудовані в тривимірному просторі, з градацією по висотах. Початок розрахунку ініціюється декілька разів на день, як початкові умови використовуються дані космічних супутників, радарів, радіозондів та наземних станцій. Для спрощення розрахунків просторову дискретність моделей вибирають досить протяжною, від 40 до 90 км. Середньомасштабні або обмежені в просторі моделі можуть мати гущішу сітку й детальніший розрахунок погодних явищ.

Останнім часом розроблено також нові методи, засновані на штучному інтелекті, подібно до штучних нейронних мереж ANN (artificial neural networks) і моделей нечіткої логіки (fuzzy logic). В групі моделей, використовуваних для прогнозування, застосовують методи машинного навчання. Ці моделі спираються на реаналіз даних і не потребують глибоких знань стосовно власне енергетики чи метеорологічних моделей. Це згорткові нейронні мережі (CNN), глибокі нейронні мережі (DNN), довга короткочасна пам'ять (LSTM) та інші гібридні моделі нейронних мереж, які використовуються для багатоступеневого прогнозування. Гібридні моделі поєднують два або більше методів прогнозування, забезпечуючи переваги кожного з них і компенсуючи їх недоліки. Ансамблевий підхід передбачає комбінування декількох незалежних моделей, які працюють окремо, з метою поєднання їх прогнозів для прийняття остаточного рішення. Поєднання кількох моделей часто сприяє підвищенню точності прогнозів, оскільки це зменшує ймовірність вибору неправильної моделі.

Серед статистичних моделей прогнозування найпростішим варіантом є модель постійності, яка передбачає збереження поточного значення

потужності. Всі інші, більш вдосконалені методи, використовують більший обсяг даних, трудомісткі й спрямовані на визначення тренду змінної величини (швидкості вітру чи потужності ВЕС). Для зменшення остаточної похибки може бути використана модель вихідних статистик MOS (*model output statistics*), що виконує інтерпретацію числових даних. Ця модель дозволяє усунути систематичні помилки в прогнозах. За останнє десятиліття найбільшого поширення отримали багат шарові моделі ANN, що містять шари вхідних та вихідних даних та один чи більше прихованих прошарків, що містять множину нейронів. Модель нечіткої логіки використовує вагові величини (величину участі) та невизначені змінні типу «довгих», «середніх», «коротких». Вони використовуються, коли точні величини визначити складно. Головною перевагою моделей штучного інтелекту є їх здатність враховувати практичні результати, тобто самонавчатися; до недоліків відносять їх складність. Дослідження показують переваги нейронних моделей порівняно з авторегресійними [26].

Результати різних досліджень показують, що середня похибка прогнозу становить 10–20 % встановленої потужності ВЕС [27] для прогнозу на добу вперед. Модель просторової кореляції враховує співвідношення швидкості вітру на різних майданчиках. Моделі цього типу більш трудомісткі, ніж традиційні моделі, оскільки потребують обробки великого обсягу даних; похибки моделі при дослідженні перебували в межах від 14 до 4,5 %. Загалом досяжна точність прогнозу має певні межі при ускладненні розрахункових моделей, залежні від кліматичних та географічних особливостей. Так, за даними міжнародного дослідження (проект ANEMOS [28]), точність прогнозу потужності ВЕС (нормалізована середня абсолютна похибка, віднесена до номінальної потужності), варіює від 5–15 % для рівнинних територій до 15–35 % для гористої місцевості, при цьому зростає також дисперсія результатів за різними моделями. Похибка зростає також зі збільшенням горизонту прогнозування.

У більшості моделей прогнозується саме швидкість вітру, а не потужність ВЕС, з низки причин. Показник швидкості вітру є об'єктивним та унормованим, а потужність ВЕС – нелінійна характеристика швидкості вітру, що залежить від технічних можливостей конкретних типів ВЕУ. Однак потрібною на практиці величиною є саме значення потужності ВЕС, яка, на відміну від вітру, може мати свої закономірності, пов'язані з внутрішнім розпорядком роботи ВЕС, особливостями диспетчерського управління тощо.

Застосування комбінації декількох прогнозів, що враховують вплив різних чинників, забезпечує досить високу точність передбачення поточної потужності вітростанції та, відповідно, її продуктивності. При цьому суто статистичний прогноз на базі аналізу ряду попередніх значень потужності має враховувати, зокрем, вплив регулярних факторів, пов'язаних з процесом експлуатації та обслуговування станції. Прогноз швидкості вітру, який

виконується метеослужбами, дозволяє передбачити потужність вітру на майданчику ВЕС, при цьому статистична обробка попередніх прогнозованих та фактичних значень швидкості вітру (модель MOS) дає змогу врахувати різницю в характері вітрового потоку на майданчику та в районі метеостанції. Детальне вивчення ландшафту площадки, розташування ВЕС та взаємного впливу ВЕУ дає можливість уточнити прогноз за рахунок передбачення не лише швидкості, а й напрямку вітру. Результиуюча точність прогнозу зростатиме зі збільшенням врахованих чинників, наприклад, при врахуванні даних декількох прилеглих до ВЕС метеостанцій, з подальшим перерахунком до майданчика ВЕС та з урахуванням статистичних залежностей між прогнозами і фактичними значеннями швидкості вітру. Такі залежності стосуються конкретної точки, для якої визначаються рівняння регресії (очевидно, це анемометр метеопосту ВЕС, покази якого прийнято за фактичні значення). Оскільки такі анемометри встановлюють на висоті ротора ВЕУ, то розраховані швидкості вітру можна безпосередньо застосовувати для визначення очікуваної потужності ВЕУ.

Для прогнозу потужності ВЕС використовується прогнозована швидкість вітру і стандартна крива потужності технічно справної ВЕУ. Оскільки швидкість вітру визначається з певним часовим інтервалом, то проміжні значення потужності обчислюються методами інтерполяції.

Отже, на цей час розроблено значну кількість моделей прогнозування швидкості вітру та потужності ВЕС. Сучасні моделі є досить гнучкими та потужними, проте потребують значних обсягів початкових даних і великих розрахункових можливостей. Тож крім точності прогнозування під час вибору розрахункової моделі має враховуватися також тривалість виконання розрахунків, особливо якщо потреби диспетчеризації вимагають швидкого прийняття рішення. Вибір моделі прогнозування пов'язаний з конкретними умовами – наявністю та достовірністю метеоданих, розташуванням ВЕС, характером місцевості, адаптивними можливостями енергосистеми.

Задовільної точності прогнозу можна досягнути, використовуючи одночасно дані метеостанцій та метеопостів ВЕС, затосовуючи ретроспективну статистичну обробку й методи регресійного аналізу. Найпопулярнішими серед них є моделі інтегрованої авторегресії з рухомим середнім (ARIMA) та її сезонної моделі (SARIMA). Виконання розрахунків з дискретністю 6 год забезпечує майже вдвічі вищу точність, ніж при прогнозі на добу. Має значення також однорідність ландшафтних та погодних умов на ділянці, що охоплює територію ВЕС та суміжні метеостанції.

Приклади прогнозів швидкості вітру, виконані фахівцями ІВЕ НАН України з використанням даних вітчизняних метеослужб, вказують на можливості досягнення задовільної точності порівняно з зарубіжною практикою. Прогнозовані значення на поточну добу (до 16 год) та за добу наперед (до 40 год) очікувано різняться, збільшуючись на 10–15 %.

Так, для Ботієвської ВЕС (рівнинна ділянка поблизу моря) кращий результат дало врахування трьох прилеглих метеостанцій з кореляцією 0,8 і вище. Досяжна точність прогнозу швидкості вітру при оновленні коефіцієнтів регресії за даними поточної доби мала СКВ 1,3–1,5 м/с, максимальна похибка досягала 3 м/с. У відносних одиницях середня похибка – 16–18 % при регулярному оновленні даних та 19–22 % – без оновлення.

Для Старосамбірської ВЕС (помірно гірський рельєф) СКВ похибок швидкості вітру становила 2,2–2,4 м/с, середня відносна похибка – до 30 %; враховано дані також трьох прилеглих метеостанцій.

Приклад порівняння прогнозованих і фактичних даних для прогнозу за добу наперед та з оновленням через кожні 6 год для днів, коли спостерігалась різка зміна швидкості вітру, наведений на рис. 7.14.

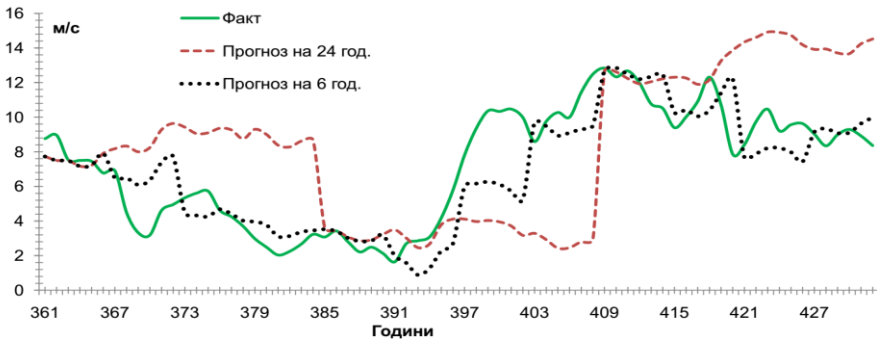


Рис. 7.14. Зміна точності прогнозу при зменшенні часового інтервалу

Середньоквадратична похибка швидкості вітру при регулярному оновленні прогнозу в цьому прикладі зменшилась з 4,4 до 1,8 м/с, а відносна похибка – з 62 до 25 %.

7.3.3. Прогнозування сонячної енергії

Частка сонячної енергетики інтенсивно зростає в енергосистемах усього світу. Сонячна енергія використовується для багатьох процесів, зокрема для отримання електроенергії. На шляху високих темпів впровадження фотоелектричних систем постають дві головні перепони – мінливість і невизначеність, тобто той факт, що їх поточна потужність мінлива на всіх часових масштабах (від декількох секунд до місяців) і що сама ця мінливість є важко передбачуваною. Максимальний рівень сонячної радіації визначений географічною широтою й поточним часом. Однак сонячне випромінювання змінюється залежно від погодних умов, а присутність хмар є основним фактором, що впливає на зниження його інтенсивності. Проблема полягає в

тому, що процес ослаблення сонячної радіації має високу стохастичність, це ускладнює прогнозування сонячного випромінювання. Зокрема з цієї причини в деяких країнах частка сонячної електроенергії обмежена. Засоби для розширення цих меж традиційні: по-перше, можна створити резервну ємність для енергії, здатну згладжувати режими генерації; по друге, це швидке вмикання резервних потужностей. Важливо також досягти кращої передбачуваності сонячної енергії, яка дозволила б надійно балансувати виробництво та споживання електроенергії.

Сфера прогнозування сонячної й відповідної фотоелектричної енергії швидко розвивається. Актуальними стають прогнози на різні часові горизонти, від декількох хвилин до декількох днів наперед [29].

Для прогнозування сонячної і фотоелектричної енергії використовуються різноманітні ресурси, включно з традиційними погодними даними, інформацією діючих сонячних електричних станцій (СЕС), аерокосмічними спостереженнями за хмарним покривом, різними числовими, тобто аналітичними моделями прогнозу погоди (NWP-моделі). Математичні моделі аналогічні до тих, що застосовуються для прогнозу вітрової енергії. Придатність цих ресурсів варіюється залежно від горизонту прогнозування: для короткострокових прогнозів (до шести годин) краще використовувати дані вимірів, тоді як аналітичні моделі стають дієвими для горизонту прогнозування понад шість годин. Кращі результати забезпечує комбінування різних підходів, статистична обробка результатів, адаптивні моделі.

Короткострокове прогнозування охоплює часові інтервали від декількох хвилин до кількох годин; воно зокрема потрібне для частотного регулювання та балансування навантаження. Середньостроковий прогноз, від декількох годин до кількох днів, застосовується виходячи з ринкових вимог до торгівлі енергією. Нарешті, довгострокове прогнозування може знадобитися для планування розвитку енергосистеми та економічного аналізу, й виконується в сезонних і річних часових горизонтах.

Різні способи використання СЕС також потребують різних прогнозів. Прогнози можуть стосуватися як одної станції, так і великої кількості СЕС з широкою географією розташування. Прогнози можуть стосуватися значень вихідної потужності або швидкості її зміни. Відповідно, застосовують різні методи прогнозування. Ці методи також залежать від інструментарію та доступної синоптичної інформації, зокрема даних з метеостанцій і супутників, систем керування СЕС, можливостей аналітичних NWP-моделей [30].

Методи прогнозування в загальних рисах можна охарактеризувати як фізичні або статистичні. Фізичний підхід використовує моделі поведінки сонячної й фотоелектричної енергії, а статистичний підхід спирається на накопичені дані для визначення тенденцій. Такими даними є статистичні дані з генерації та архів метеорологічних спостережень, дані моніторингу

технічного стану обладнання СЕС, наявність запланованих відключень від мережі, інформація про аварії / відмови обладнання тощо.

Основні параметри, що враховуються в межах типового фізичного підходу – освітленість та температура повітря на території СЕС. Освітленість враховується загальна, разом з розсіяною (для плоских панелей) або лише пряма (для панелей з концентраторами). Відповідно до цих показників розраховується потужність СЕС. Додатковими факторами можуть бути швидкість вітру та вологість повітря, але їх вплив загалом незначний (це радше вплив на температуру повітря, та, можливо, на стан поверхні фотоелементів). Якщо прогноз стосується великої кількості майданчиків, зазвичай моделюється поведінка кількох найбільш представницьких об'єктів, та застосовуються методи масштабування (екстраполяції чи інтерполяції).

Відправною точкою статистичних підходів є набори даних, які містять інформацію про попередню роботу СЕС та погодні дані. Цей набір даних використовується для «навчання» моделей, таких як авторегресійні або моделі штучного інтелекту. На практиці статистичний підхід трохи поступається фізичному за точністю, однак ці підходи можуть бути змішані, між ними нема чіткого розмежування. Наприклад, фізичний підхід часто використовує модель вихідних статистик (MOS) – порівняння прогнозованих даних з результатами спостережень за період навчання, з метою корекції прогнозу шляхом усунення систематичних похибок. Характеристики різних методів прогнозування наведено в табл. 7.1.

Короткострокове прогнозування (*Intra-day*) визначає прогноз від 0 до 6 год наперед. Короткострокові прогнози є важливим компонентом інтеграції до енергосистеми.

Таблиця 7.1. Методи прогнозування сонячної енергії

Метод	Частота вибірки	Розділова здатність	Просторова протяжність	Горизонт прогнозування
Модель постійності	висока	1 точка	1 точка	хвилини
Зображення неба знизу	30 с	10–100 м	3–8 км	десятки хвилин
Супутникове зображення	15 хв	1 км	65°S – 65°N	до 5 год
Аналітичний прогноз погоди	1 год	2–50 км	вся планета	до 10 днів

Для прогнозу сонячної енергії використовуються різні методології залежно від горизонту прогнозування. Найпростішим прикладом є модель постійності, в основі якої лежить екстраполявання поточного значення на наступний момент, з урахуванням лише зміни кута підйому Сонця. Точність такого прогнозу різко зменшується зі збільшенням горизонту прогнозування.

Загальне зображення неба може бути використане для прогнозування на 10–30 хв вперед, застосовуючи методи обробки зображень і відстеження руху хмар на фотознімках неба. Рівень сонячної радіації визначається для поточної хмарності, а потім тінь від хмар умовно переміщується на основі розрахованої швидкості й напрямку руху хмар. Для супутникових знімків застосовується аналогічний підхід. За інтенсивністю кольору хмар можна розрахувати освітленість земної поверхні. За просторовою та часовою роздільною здатністю космічні знімки звичайно забезпечують нижчу точність короткотермінового прогнозу, ніж зображення неба знизу, і застосовуються для тривалих прогнозів. Класичні методи супутникової фотографії використовують тільки видиму частину спектра (тобто вони працюють тільки в денний час), що робить ранкові прогнози менш точними через відсутність передісторії. Для отримання точних вранішніх прогнозів важливо використовувати інфрачервоні канали, які працюють вдень і вночі. Просторова роздільна здатність геостационарних супутникових зображень становить 1 км або більше, однак значно більша площа покриття означає, що рух поля хмар може проектуватися вперед на тривалий час.

Однією з ключових умов для СЕС є прогнозування «*на добу вперед*» в межах зони, керованої певним оператором енергосистеми. Ці прогнози зазвичай потрібно надавати близько полудня, і стосуються вони кожної години наступного дня. Отже, прогнози на добу вперед повинні насправді надходити принаймні за 36 год, залежно від умов ринку електроенергії. Основною інформацією є дані прогнозу погоди (NWP-моделі). Автокореляція індексу хмарності швидко падає протягом декількох годин, знижуючи ефективність методів, заснованих на попередніх даних, без урахування їх динаміки.

Для вдосконалення прогнозу його порівнюють з фактичними даними, отриманими протягом певного «навчального» періоду, це модель вихідних статистик (MOS). Оскільки окремий прогноз для кожної сонячної установки – трудомістка операція і не завжди забезпечена достатньою інформацією, можливе використання окремих прогнозів для характерних точок та їх інтерполяція на всю область. Вибір підмножини може бути й випадковим, і виконаним з певним кроком. Зазвичай сукупна похибка прогнозу для області менша, ніж для окремих точок [29], через взаємну компенсацію похибок (рис. 7.15). Але зменшити похибку простим розширенням області не можна без урахування кліматичних відмінностей – інтерполяція прийнятна для областей з однорідними умовами.

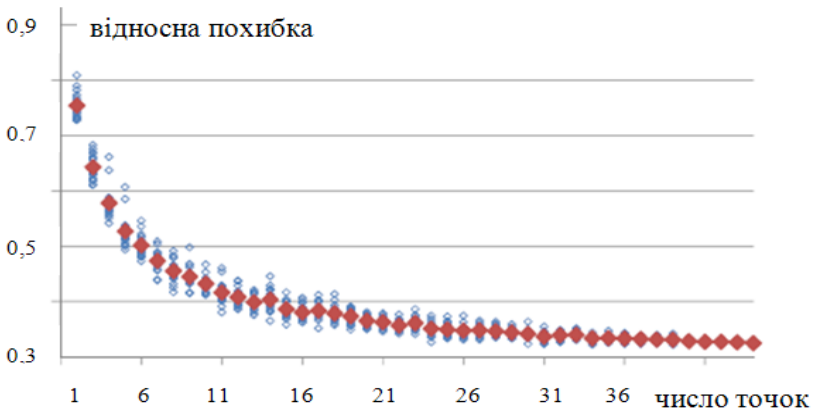


Рис. 7.15. Залежність сукупної похибки прогнозу від кількості майданчиків

Аналіз результатів застосування різних методів свідчить, що часові проміжки з переважно сонячною погодою (навесні, літку) краще прогнозувати з використанням лінійної авторегресії. Нейронні мережі з екзогенними параметрами можуть бути корисними тільки для короткого періоду зі значною хмарністю, переважно восени та взимку. Кращі продемонстровані результати дозволяють отримати стандартне відхилення похибки у визначенні сонячної радіації на рівні 16–18 % (модель постійності забезпечує лише 30–50 %). Комбінування моделей дозволяє дещо покращити точність прогнозу.

При визначенні точності того чи іншого методу потрібне порівняння умов, за яких здійснюється прогнозування. Потрібні орієнтири щодо точності, яку можна очікувати від кращих сучасних моделей в конкретному регіоні. Орієнтири слугують для порівняння можливостей певного методу прогнозу в різних регіонах – так, за результатами дослідження IEA, значення середньоквадратичної похибки становило 20–35 % в Іспанії й досягало 40–60 % в Центральній Європі при прогнозуванні за тією ж моделлю. Кращі результати в прогнозуванні на наступний день, досягнуті з застосуванням подальшої статистичної обробки, становили 15–25 %. В абсолютних показниках, за наявним досвідом, середньоквадратичні похибки прогнозу сонячної радіації становлять 100–140 Вт/м², або до 45 % потужності СЕС. Просторова протяжність дії прогнозу звичайно становить до 25 км, а впливу інших метеорологічних параметрів на точність прогнозу наразі не виявлено. Загалом поведінку хмар складно передбачити більш ніж на 6 год через хаотичну природу хмароутворення.

Показники оцінки точності можна використовувати для визначення довірчого інтервалу прогнозу межі очікуваних значень.

7.3.4. Особливості ймовірнісного підходу

В основу прогнозування на початкових етапах було покладено детермінований підхід, що практикується на енергетичних ринках із значним – до кількох відсотків загального споживань – рівнем проникнення відновлюваної електроенергії [31]. Проте в наступному поколінні енергосистем зі значною (понад чверть) часткою ВДЕ очікується зміна парадигми на користь імовірнісних прогнозів. Ключовою вимогою для інструментів прогнозування стає використання невизначеностей, що походять із імовірнісних методів прогнозування. Традиційно прогноз формулюється у вигляді певного детермінованого значення, проте сучасні методи прогнозування можуть забезпечити більше інформації, й часто у вигляді прогнозованої невизначеності (ймовірних варіацій прогнозованого значення). Поки що такі прогнози широко не застосовуються, але вони можуть забезпечити значні можливості для покращення економічних результатів та надійності резервування в електроенергетиці, використовуючи додаткове інформаційне наповнення.

Найпоширеніше застосування прогнозів відновлюваної енергії відбувається при оперативному визначенні необхідного резерву енергосистеми. Це стосується процесів планування, коли виробникам електроенергії призначається статус ввімкнення / вимкнення і рівень потужності на певний період часу. Операторами енергосистеми зазвичай використовуються детерміновані прогнози завдяки пошуку єдиного «оптимального» рішення. Перевагою детермінованого прогнозування є менша трудомісткість. Однак зростання частки відновлюваної енергетики збільшує вимоги до якості прогнозування, й одиночних оцінок стає недостатньо.

Чому і де слід застосовувати саме прогнози невизначеності? У метеорології це традиційно стосується прийняття рішень щодо безпеки (для запобігання наслідків стихійних лих). В енергетиці це потреба у нових підходах до енергетичної безпеки та економічності (або рівня ризику) прийнятих рішень, нових вимогах до інформаційного наповнення при «розумному» управлінні мережами, зокрема щодо збалансованості та забезпеченні резервними потужностями. Є також специфічні вимоги ринку електроенергії, потреби в моніторингу поточного стану та експлуатації інфраструктурних об'єктів.

Зміна парадигми з детермінованої до стохастичної в діловій практиці дуже повільна. Важливим є розуміння джерела невизначеності в процесі прогнозування; так, за даними Всесвітньої метеорологічної організації (ВМО), основними джерелами невизначеності в прогнозах погоди є: атмосфера

непередбачуваність, невизначеність в інтерпретації даних, похибки при складанні прогнозу та інтерпретація результатів прогнозування.

Помилка прогнозу – це фактичне відхилення прогнозованого значення від вимірюваного значення в той самий момент часу (в минулому чи теперішньому), тоді як прогнозована невизначеність належить до можливого діапазону помилок прогнозування в майбутньому. Для конкретного часу очікування $t + k$ з прогнозним часовим горизонтом k інтервал прогнозу на момент часу t містить лише інформацію щодо меж розподілу з певною ймовірністю [32]:

$$Prob\{P_{t+k}^L \leq P_{t+k} \leq P_{t+k}^H\} = \tau^H - \tau^L = \alpha,$$

де τ^H та τ^L – квантілі інтервальних обмежень; α – ймовірність знаходження шуканого значення потужності P_{t+k} всередині визначеного інтервалу в момент часу $t + k$.

При формуванні програми IEA «Прогнозування енергії вітру» (Wind Task 36) запропоновано такі визначення, як розсіювання похибки прогнозу (forecast error spread), довірчий інтервал (confidence interval), невизначеність прогнозу (forecast uncertainty), інтервал прогнозу (forecast interval).

Розсіювання похибки прогнозу визначається як фактично отримані відхилення прогнозу від відповідного спостереження в певний час. Це також може означати середнє значення помилки, розраховане за допомогою метрики помилок, наприклад середньоквадратичне відхилення.

Можливий діапазон прогнозних значень в метеорології відображає невизначеність розвитку атмосферних процесів у майбутньому, і його звичайно представляють як множину (ансамбль) прогнозів, застосовуючи збурення до початкових і граничних умов фізичної моделі. Інтервали прогнозу визначаються як діапазон невизначеності, що відповідає певній вірогідності. Інтервали прогнозу можна отримати параметричними методами (наприклад, Гаусів розподіл), непараметричними (наприклад, емпіричні функції розподілу, оцінка щільності ймовірності), або з ансамблю прогнозів щодо цільової змінної. Так, в моделі авторегресії (ARIMA) розкид значень прогнозу визначається амплітудою випадкової складової (білого шуму). З функцій щільності розподілу ймовірностей PDF (probability density function) можна отримати квантілі та моменти вищого порядку.

Потужність електроустановки можна вважати стохастичною змінною, і представляти її як ймовірнісну функцію. Її властивості можуть бути представлені квантилями, моментами розподілу (наприклад, середнє значення та дисперсія) або повною PDF. Досить поширеним способом візуалізації є сукупність сценаріїв процесу (рис. 7.16).

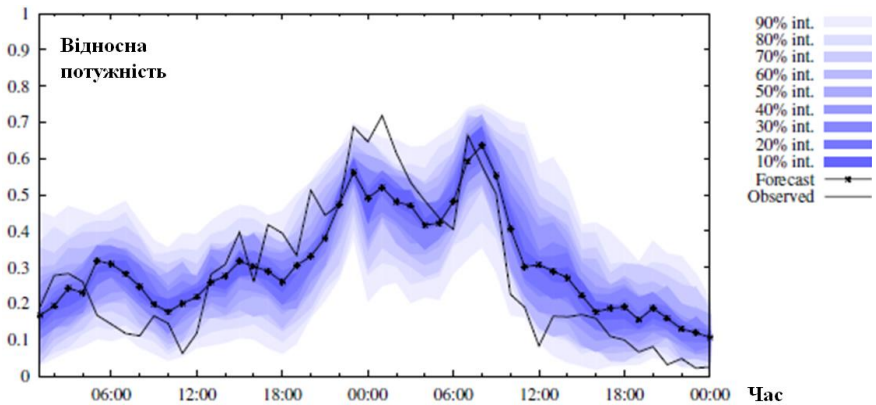


Рис. 7.16. Візуалізація інтервалів прогнозу ВЕС [31]

Застосування невизначеності прогнозу в енергетиці базується на трьох основних процедурах: статистичні методи імовірнісних прогнозів; ансамблі сценаріїв на основі статистичних даних; ансамблі прогнозу на основі фізичних принципів.

Перший тип «статистичних методів» засновано на статистичній обробці минулих (історичних) даних для отримання функції щільності розподілу імовірності (PDF) для розсіювання прогнозів. Перевага таких методів – дешевизна і простота в застосуванні. Недолік – відсутність фізичної залежності для наступних результатів, оскільки оцінки базуються на минулій кліматології. Другий тип методів «ансамблів сценаріїв» продукує статистичні сценарії, які є результатом генерації сценаріїв з ймовірністю розподілу, отриманою зі статистичних моделей. Це незалежні сценарії, на відміну від статистичного методу, базованого на функції PDF. Такі сценарії подібні до третього типу методів – фізичних ансамблів. Відхилення, що вказують на екстремальні події, наприклад перевищення допустимої для ВЕУ швидкості вітру, можуть бути виявлені лише з певною ймовірністю. Третій тип методології, «фізично обґрунтовані ансамблі», можна вважати постобробкою множини прогнозів NWP, які отримані шляхом збурення початкових або граничних умов, з перерахунком у синхронні значення потужності. Метод орієнтується на оцінку фізичної невизначеності погоди в майбутньому, а не лише минулого досвіду. На практиці це означає, що можуть моделюватися події, які трапляються хоч раз за 50 років.

Для того щоб забезпечити ймовірнісні прогнози потужності ВДЕ, потрібно врахувати ряд аспектів, особливо вирішальне значення має правильна математична вибірка з похибок прогнозів для репрезентативності результуючої невизначеності.

7.3.5. Сучасні вимоги до прогнозування надходження енергії відновлюваних джерел

В Україні вимоги до прогнозу потужності ВЕС та СЕС сформульовано в Законі України «Про ринок електричної енергії України» (надалі цитується редакція від 2019 року). Стаття 70 означеного Закону стверджує, що «Усі учасники ринку, крім споживачів, які купують електроенергію за договором постачання електричної енергії споживачу, несуть відповідальність за свої небаланси електричної енергії». Така відповідальність покладається і на ВЕС та СЕС, яким встановлено «зелений» тариф або які набули право на підтримку. Такі виробники електричної енергії зобов'язані «щодобово подавати гарантованому покупцю погодинні графіки відпуску електричної енергії на наступну добу в порядку та формі, визначених двостороннім договором з гарантованим покупцем» (стаття 71). За відхилення фактичних погодинних обсягів відпуску електричної енергії відшкодовується частка вартості врегулювання небалансу електричної енергії. Отже, точність прогнозу має безпосереднє економічне вираження. Однак фінансова відповідальність має ґрунтуватись на об'єктивних вимогах, тобто враховувати реальну можливість забезпечити прогноз потужності ВЕС чи СЕС з заданою точністю.

Вимоги до точності прогнозу сформульовано в *Прикінцевих та перехідних положеннях зазначеного Закону*. *Отже, порушенням графіка для виробників електричної енергії, що використовують енергію вітру, вважається «відхилення фактичних погодинних обсягів відпуску електричної енергії такого суб'єкта господарювання від його погодинного графіка відпуску електричної енергії більш як на 20 відсотків»* (п. 11). Для виробників, що використовують енергію сонячного випромінювання, порушенням є відхилення фактичних погодинних обсягів відпуску електричної енергії від його погодинного графіка більш як на 10 %. Ідеться про прогноз на наступний день, уточнення графіка протягом звітної доби не передбачено. При цьому базою розрахунку похибки є заявлене поточне значення потужності, а не номінальна потужність, як у зарубіжних дослідженнях. Як свідчать наведені вище дані світового досвіду, такий рівень точності прогнозу наразі в Україні не доступний.

Як приклад коректного розуміння можливостей відновлюваної енергетики можна навести «Примірне положення про оперативно-технологічні відносини між ДП «НЕК «Укренерго» та вітровою електростанцією під час їх взаємодії в умовах паралельної роботи в складі ОЕС» (редакція 2016 року). Означене Положення зазначає, що заявлений прогнозний добовий графік підлягає уточненню через кожні шість годин. «Середня за добу похибка заявленого прогнозного графіка не повинна перевищувати 20 % від встановленої потужності ВЕС». Такі вимоги повністю відповідають світовій практиці. Аналогічно для СЕС заявлений прогнозний добовий графік підлягає уточненню через кожні три години. «Допустима

похибка уточненого прогнозного графіка не повинна перевищувати 30 % реальної потужності, яка видається кожну годину в мережу». Вимоги щодо прогнозу сонячної енергії сформульовано жорсткіше, ніж для ВЕС (йдеться про прогноз на кожну годину, а база розрахунку похибки – поточна потужність), проте ці вимоги все-таки значно реалістичніші, ніж в цитованому вище Законі. Зауважимо, що у 2016 році вага сонячної енергетики в Україні була незначною, а реальний досвід промислової експлуатації відсутній.

Аналіз інтернет-сервісів на предмет прогнозування метеопараметрів, потрібних для відновлюваної енергетики, виконаний групою дослідників [33], показує, що в світі наразі використовуються три базові моделі прогнозування. Це модель британського метеорологічного бюро MetOffice, американська числова модель прогнозування GFS (Global Forecast System) та європейська ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts). Інші ресурси використовують дані цих моделей. Жоден із сервісів, які використовують розглянуті моделі, не дозволяє отримати прогноз метеопараметрів на території України з необхідною точністю та дискретністю. За висновком цих дослідників, підтримування балансу системи з ВДЕ можливе з застосуванням накопичувачів електроенергії або з використанням системного резерву як платної послуги. Інший спосіб виконання заявленого добового графіка потужності – це допустити його корекції протягом доби за результатами поточних вимірювань. Якщо контролювати не погодинний графік потужності генерування, а сумарне генерування електроенергії за добу, то зазвичай похибка вкладається у встановлені норми.

Потреби в розробці та вдосконаленні сучасних методів прогнозу обумовили такий міжнародний проєкт, як IEA Wind Task 36 Forecasting – прогнозування вітрової енергії, під егідою Міжнародного агентства з енергетики (IEA). Проєкт IEA започаткований 2016 року та організовує міжнародну співпрацю серед національних метеоцентрів, постачальників і користувачів прогнозів. Завдання проєкту поділено на три робочі пакети. По-перше, співпраця щодо вдосконалення наукової роботи як основи для самих прогнозів вітру; сюди входять фізичні моделі прогнозування погоди, але також розповсюдження інформації про доступні набори даних. По-друге, покращення прогнозів для постачальників енергії. По-третє, залучення кінцевих споживачів, спрямоване на поширення кращої практики використання прогнозів. Результатом першого етапу даного проєкту є рекомендована МЕА практика вибору рішень з прогнозування відновлюваної енергії. Метою проєкту є встановлення досяжних показників (орієнтирів), за якими можна оцінити реальні вимоги та ефективність впроваджених моделей прогнозу. Такі орієнтири мають бути підставою для встановлення об'єктивних вимог до роботи сонячної та вітрової енергетики у складі енергосистеми.

7.4. Інтеграція електростанцій з ВДЕ до загальної енергосистеми

Розвиток електростанцій, що використовують ВДЕ, в Україні відбувається переважно за рахунок вітрових (ВЕС), сонячних електричних (СЕС) та електростанцій на біомасі. Відсоток останніх порівняно з ВЕС та СЕС незначний.

Промислові електростанції потужністю від декількох десятків кіловат до сотень мегават здебільшого будувалися для продажу електроенергії за «зеленим» тарифом або для компенсації власного споживання промислових споживачів. Ці електростанції можуть працювати лише в єдиному режимі з об'єднаною енергосистемою.

Гібридні електростанції почали активно розбудовуватися у 2022 році після виникнення дефіциту електроенергії в об'єднаній енергосистемі України, через руйнування значної кількості об'єктів енергосистеми, що було завдано бойовими діями. Потужність гібридних електростанцій може становити до декілька сотень кіловат та забезпечити тривалу автономну роботу певної групи споживачів. Будуються такі електростанції переважно з використанням сонячної енергії, тому тривалість автономної роботи залежить від кліматичних умов в районі встановлення електростанції та ємності акумуляторної батареї.

Через нерівномірність розповсюдження енергії вітру та Сонця на території України [34] розвиток промислових ВЕС та СЕС відбувався переважно в регіонах з високим потенціалом – південні райони. Для цих територій характерна відсутність потужних промислових споживачів, а електричні мережі представлені переважно розподільними напругою 150 (110)–10 кВ. Тому вироблену ними електричну енергію доводиться передавати в інші частини країни.

На рис. 7.17 наведено відповідність між потужністю електростанції та рівнем напруги в точці приєднання.

Електромережева інфраструктура України розвивалася під потреби промисловості та великих електростанцій. Поява кожного вищого класу напруги була пов'язана з будівництвом нових електростанцій та доцільністю передавання електричної енергії на вищій напрузі для зменшення втрат. Отже, передавання електричної енергії в енергосистемі відбувалося з рівнів високої напруги (750–220 кВ) на більш низькі (150–0,4 кВ) з подальшим розподілом її саме на цій напрузі. Відповідно до цього була побудована захисна автоматики енергосистеми.

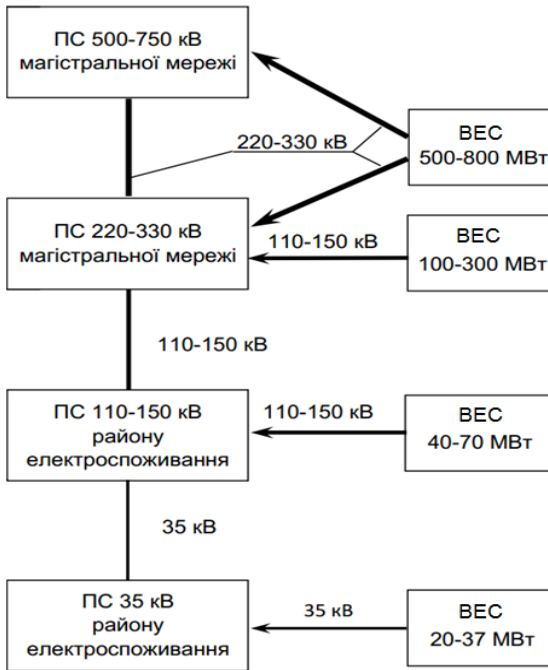


Рис. 7.17. Значення напруги в точці приєднання БЕС

З появою значної кількості ВДЕ, приєднаних до електричної мережі на напрузі 0,4–150 кВ, розподільні мережі набули якісно нових функцій – окрім розподілу, почали передавати енергію на вищі рівні, знизу вгору.

Для ВДЕ притаманні часті зміни робочої потужності впродовж доби, від нульового значення до встановленої потужності. Через це в розподільних мережах залежно від рівня генерації ВДЕ та навантаження споживачів можна спостерігати періодичні зміни напрямку руху електричної енергії з мереж високої напруги на низьку та в зворотному напрямку. Такі особливості роботи розподільних мереж вимагають змін в налаштуванні релейного захисту та автоматики, а також підходів до її побудови.

Наслідки некоректної роботи захисної автоматики енергосистеми можна було спостерігати під час застосування стабілізаційних відключень електричної енергії в період 2022–2023 років. При виникненні дефіциту електричної енергії для збереження балансу активної потужності автоматика частотного розвантаження має вимикати певну кількість навантаження (споживачів, приєднаних по низькій напрузі) у відповідності до розміру цього дефіциту. Однак в певних режимах такі відключення могли призвести, навпаки, до зростання дефіциту. Це пояснюється тим, що існуючі підходи

визначення обсягів частотного розвантаження не дозволяють врахувати наявну розподілену генерацію (СЕС та ВЕС, приєднані на напрузі 0,4–35 кВ), приєднану до цих мереж і, як наслідок, разом зі споживачами може бути від'єднано генерацію за розмірами співставну з цим навантаженням [35].

При інтегруванні ВДЕ, окрім аварійних ситуацій, не менш важливими є питання забезпечення збалансованої роботи енергосистеми в нормальних режимах. Адже порушення балансу може призвести до виникнення дефіциту електричної енергії з подальшим розвитком аварійної ситуації.

До появи ВДЕ в електроенергетичному балансі країни добовий графік навантаження мав чітко виражений характер – ранковий та вечірній максимуми, а також нічний мінімум. На рис. 7.18 наведено діаграму швидкості зміни потужності ($\Delta_h P$) за відсутності ВДЕ [36]. На діаграмі можна відзначити чітко виражені ранковий, вечірній максимуми та нічне зниження навантаження. Вечірній максимум зміщується залежно від тривалості дня. Істотні зміни їх величин відбувалися переважно зі зміною пори року – максимум навантаження взимку, мінімум влітку.

Зростання частки ВДЕ через непостійність їх генерації впродовж доби, веде до якісної зміни добового ходу навантаження традиційних електростанцій – основного джерела забезпечення балансу між генерацією та навантаженням. Наприклад, генерування електричної енергії сонячними електростанціями відбувається лише в денні години, тому при збільшенні їх відсотка в загальному балансі мінімум навантаження традиційних електростанцій спостерігається в денні години. (рис. 7.19)

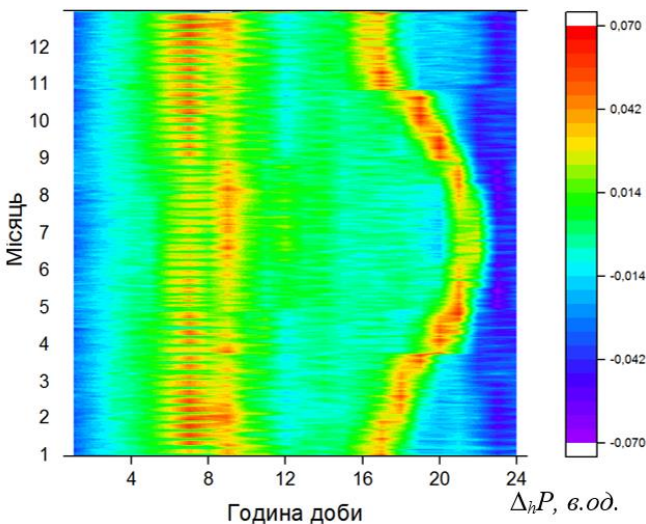


Рис. 7.18. Швидкість зміни потужності навантаження в ОЕС України за відсутності ВДЕ

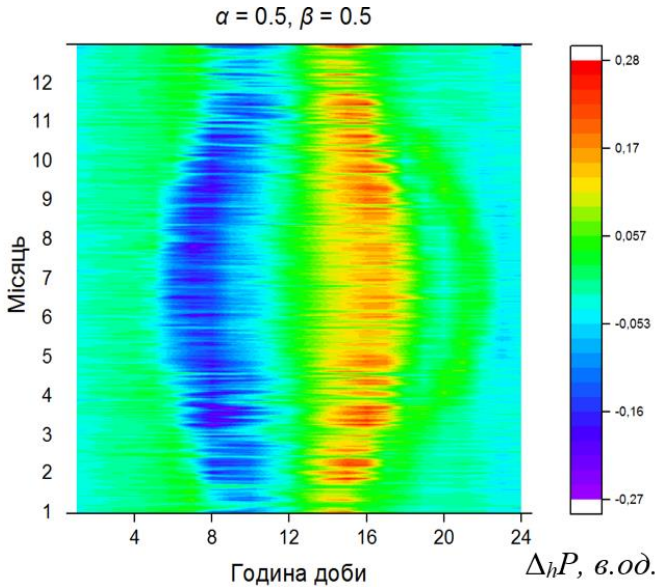


Рис. 7.19. Швидкість зміни потужності навантаження в ОЕС України, якщо частка СЕС $\alpha = 0,5$ та СЕС $\beta = 0,5$

З рис. 7.19 можна відзначити появу ранкового зниження навантаження та зміщення ранкового максимуму на денні години – період зростання навантаження споживачів та зниження сонячної активності.

Генерована потужність ВДЕ має ймовірнісний характер, що ускладнює планування оптимального складу генерувальних потужностей для компенсації цих змін. Невизначеність генерації може привести до неоптимального складу генерувальних одиниць на розрахунковий період для балансування ЕЕС.

Частково ця задача вирішується використанням прогнозів генерації ВЕС та СЕС на добу наперед. Сучасні методи прогнозування дозволяють передбачити потужність ВЕС на добу наперед з похибкою близько 10 % встановленої потужності [37]. Для сонячних електростанцій середньорічна похибка становить 18–20 % [38].

Однак навіть за умов високої точності прогнозу потужності ВДЕ вплив може бути істотним, оскільки в разі раптової зміни робочої потужності ВДЕ, наприклад швидкого зростання або стишення вітру, електростанції, що перебувають в режимі роботи, повинні мати достатній резерв для завчасного реагування на такі зміни. Для забезпечення надійного електропостачання споживачів за таких умов роботи ЕЕС повинна бути достатньо гнучкою [36].

ЕЕС вважається гнучкою, якщо вона може впоратись з невизначеністю та мінливістю попиту й генерації електричної енергії за умови збереження надійності роботи енергосистеми за помірних додаткових витрат. Забезпечити гнучкість електроенергетичної системи можуть високоманеврові електростанції, системи зберігання електричної енергії та кероване навантаження [39]. Крім цього, географічне розосередження об'єктів ВДЕ (ВЕС та СЕС) і збільшення пропускної спроможності електричних зв'язків між окремими частинами ЕЕС дозволяє знизити вимоги до гнучкості за рахунок зниження мінливості сумарних графіків генерації ВДЕ. Недостатня гнучкість енергосистеми може завадити інтеграції ВДЕ, тому ще на початковому етапі широкомасштабної інтеграції ВДЕ дуже важливо кількісно оцінити вимоги до гнучкості енергосистеми для оптимального планування генерації.

Станом на кінець 2024 року внаслідок російської військової агресії Українські енергетики втратили контроль над електрогенерувальними об'єктами сумарною встановленою потужністю понад 18 ГВт [40]. Зруйновані Каховська та Дніпровська гідроелектростанції, Зміївська та Трипільська теплоелектростанції. Критичних пошкоджень (понад 80 %) зазнали приватні теплоелектростанції, серед яких Ладижинська, Бурштинська, Добротвірська, Курахівська, Криворізька та Придніпровська теплоелектростанції. Всі ці електростанції, окрім покриття добового графіка навантажень, брали активну участь у його балансуванні.

Відновлення та розбудова енергосистеми України має відбуватися з урахуванням практично повної втрати балансувальних потужностей. В Енергетичній стратегії України на період до 2050 року вирішення цієї проблеми планується за рахунок будівництва накопичувачів енергії (energy storage) – до 38 ГВт, ТЕЦ та біоенергетичних потужностей – до 18 ГВт, гідрогенерації – до 9 ГВт [41].

Для зменшення можливого негативного впливу мінливих ВДЕ на роботу електроенергетичної системи в багатьох країнах, окрім вимоги обов'язкового прогнозування потужності вітрових та сонячних електростанцій, існують спеціальні вимоги, що регламентують поведінку їх в певних ситуаціях (так звані Grid code). Згідно з вимогами ці станції повинні мати можливість підтримки балансу активної потужності, постачати реактивну потужність до мережі, та виконувати контроль частоти й напруги в точці приєднання. Подібні вимоги було впроваджено і в Україні [42]. Нормативні вимоги стосуються вітрових та сонячних фотоелектричних електростанцій (тобто електростанцій, які використовують статичні електронні перетворювачі енергії), розподіляються відповідно до загальної номінальної потужності в точці приєднання:

- вітрові та фотоелектричні станції потужності від 150 кВт до 2 МВт – електростанції малої потужності, які можуть впливати на режими роботи локальних вузлів розподільчих мереж середньої напруги;

- вітрові та фотоелектричні станції потужності від 2 до 25 МВт – електростанції середньої потужності, які можуть впливати на режими роботи місцевих (локальних) електричних мереж середньої та високої напруги;

- вітрові та фотоелектричні станції потужністю більше 25 МВт – електростанції значної потужності, які можуть впливати на режими роботи місцевих (локальних) електричних мереж, магістральних електричних мереж, а також помітно впливати на баланси потужності енергосистем.

Вітрова та сонячна електростанції повинні витримувати відхилення частоти й напруги в точці приєднання за робочих та аварійних умов експлуатації. При цьому потужність генерації електростанції має зменшуватися на мінімально можливу величину. Крім того, ВЕС та СЕС потужністю більше 2 МВт повинна мати функцію регулювання активної потужності, яка б дозволяла оперативному персоналу системи передачі та/або розподілу електричної енергії в мережі загального призначення управляти активною потужністю, яка видається до цієї мережі.

Заходи щодо зменшення негативного впливу мінливих ВДЕ на надійність роботи енергосистеми можна поділити на такі, що не вимагають втручання в існуючу структуру енергосистеми (як електростанцій, так і електричних мереж), і ті, що потребують зміни структури ЕЕС. До перших можна віднести такі заходи:

- визначення оптимального розподілу потужності вітрових станцій між окремими майданчиками з погляду використання існуючого регулювального діапазону ОЕС;

- встановлення спеціальних вимог до роботи ВДЕ в ЕЕС;

- використання моделей обладнання ВДЕ, які можуть виконувати функції з підтримки стабільної роботи ЕЕС;

- впровадження служб прогнозування погодинної потужності на добу наперед;

- вибір оптимальної потужності ВДЕ з погляду пропускної здатності електричної мережі.

До другої групи можна віднести такі заходи:

- модернізація існуючих електростанцій для збільшення регулювального діапазону електроенергетичної системи;

- розвиток та підсилення електричних мереж ЕЕС.

Заходи, що належать до другої групи, вимагають значних коштів та часу на їх реалізацію.

Реалізація заходів першої групи зводиться до проведення відповідних досліджень та розробки нових нормативних документів або, в разі потреби, внесення змін в уже існуючі нормативні документи. Такі заходи не вимагають значних витрат та дозволяють максимально використати існуючу структуру ЕЕС.

Висновки

Кращі техніко-економічні показники застосування ВДЕ досягаються при комбінованому виробленні електричної й теплової енергії з використанням різних джерел енергії, як відновлюваної, так і традиційної, а також систем зберігання енергії. Оптимальне співвідношення окремих елементів у комбінованих енергосистемах визначається з урахуванням різних факторів, залежно від вимог до певної системи, і в усіх випадках спрямовані на зменшення невизначеності процесів генерації.

Системи акумулювання енергії вирівнюють добові коливання генерації та споживання. В автономних енергосистемах акумулювання забезпечує надійність постачання енергії, а при роботі з промисловою електромережею зменшують потреби в резервних потужностях. Питання зберігання енергії в енергосистемах зі значним рівнем відновлюваної енергетики належать до найбільш інноваційних. Іншим способом запобігти впливу нерівномірності енергії ВДЕ на стабільність енергосистеми є використання прогнозів очікуваної потужності в часовому діапазоні, придатному для завчасного регулювання режимів генерації. Сучасні можливості прогнозування погоди в сукупності з математичним апаратом визначення ризиків дають можливість зменшити невизначеність та зробити режими роботи енергосистем зі значною часткою вітрової чи сонячної енергетики більш передбачуваними та контрольованими. Це збільшує не лише надійність, а й економічну ефективність використання ВДЕ.

Заходи щодо зменшення негативного впливу мінливих ВДЕ на надійність роботи енергосистеми можна поділити на такі, що потребують зміни структури ЕЕС, і такі, що не вимагають втручання в існуючу структуру енергосистеми. Заходи, що належать до першої групи, вимагають значних коштів і часу на їх реалізацію. Натомість реалізація заходів другої групи зводиться до проведення відповідних досліджень та вдосконалення нормативних вимог. Такі заходи не вимагають значних витрат і дозволяють максимально використати існуючу структуру ЕЕС.

Перелік посилань

1. Кузнецов М. П. Особливості комбінованих енергосистем з відновлюваними джерелами енергії: монографія / М. П. Кузнецов. Київ: ІВЕ, 2024. 152 с. ISBN 978-617-8268-20-6.
2. Miroshnyk V., Shymaniuk P., Sychova V., Loskutov S. Short-Term Forecasting of Imbalances in the IPS of Ukraine. *Studies in Systems, Decision and Control*. vol 512. Springer, Cham. 2024. Pp. 89–109. https://doi.org/10.1007/978-3-031-44772-3_5.

3. Сичова В. В. Прогнозування добових графіків сумарних небалансів електричної енергії в ОЕС України. Технічна електродинаміка. 2022. № 4. С. 58–63. <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.059>.
4. Badwawi R., Mallick T. A Review of Hybrid Solar PV and Wind Energy System. Smart Science. 2015, v. 3. Pp. 127–138.
5. Lysenko O., Kuznietsov M. et al. Modeling hybrid power system with intermediate energy storage. Energies 2023, 16(3), 1461. <https://doi.org/10.3390/en16031461>.
6. Chakraborty, S.; Kramer, B.; Kroposki, B. A review of power electronics interfaces for distributed energy systems towards achieving low-cost modular design. Renew. Sustain. Energy Rev. 2009, № 13, pp. 2323–2335.
7. Aysar Yasin. Energy Management of a Stand-Alone DC Microgrid Based on PV/Wind/Battery/ Diesel Gen. Combined with Super-Capacitor. International journal of renewable energy research. 2019. Vol. 9 No. 4.
8. Кузнєцов М. П., Лисенко О. В. Забезпечення балансу енергії в локальній системі з відновлюваною генерацією. Відновлювана енергетика. 2023. № 1. С. 6–18. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.1\(72\).6-18](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.1(72).6-18).
9. Дерев'яно Д. Г. Оцінювання ефективності регулювання енергетичних процесів в локальних електротехнічних системах з джерелами розосередженої генерації. – Автореф. дис. канд. техн. наук за спеціальністю 05.09.03 – НТУУ «Київський політехнічний інститут», Київ, 2016.
10. Кузнєцов М. П., Лисенко О. В., Мельник О. А. Особливості стохастичної оптимізації гібридних енергосистем на базі ВДЕ. Відновлювана енергетика. 2018. № 2. С. 5–16.
11. Okinda V. O., Odero N. A. A review of techniques in optimal sizing of hybrid renewable energy systems. IJRET: International Journal of Research in Engineering and Technology. Issue 11, 2015. P.153–163.
12. Кузнєцов М. П., Лисенко О. В., Мельник О. А. Задачі оптимізації комбінованих енергосистем за економічними критеріями. Відновлювана енергетика. 2019. № 4. С. 6–14.
13. Nemova D., Rao D., Singh R., Bhardwaj R., Sharma S. Hybrid Energy Microgrids: A Comparative Study of Optimization Techniques. E3S Web of Conferences 511, 01018 (2024). <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202451101018>.
14. Кузнєцов М. П., Лисенко О. В., Мельник О. А. Задача оптимізації гібридної енергосистеми за рівнем дисперсії генерованої потужності. Відновлювана енергетика. 2022. № 1. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1\(68\).839](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1(68).839).
15. Hamid Helmi et al. Peer-to-peer electricity trading via a bi-level optimization approach for renewable energy-driven microgrids connected to the distribution grid. IET Generation, Transmission & Distribution, 2024. P. 1–14. <https://doi.org/10.1049/gtd2.13235>.

16. Kuznetsov N., Lysenko O. Determination of the Optimal Algorithm for the Operation of a Hybrid Power System with a Regulating Generator. *Problemele energeticii regionale*. Chisinau, 2022, 3(55). P. 83–98. <https://doi.org/10.52254/1857-0070.2022.3-55.07>.
17. István Tácz. Overview of the Energy Storage Possibilities to Support the Electrical Power System. Research paper ERRA Budapest, 2016. 47 p.
18. Bocklisch T. Hybrid energy storage systems for renewable energy applications // *Energy Procedia*, 2015. 103 p.
19. Akinyele D., Belikov J., Levron Y.. Battery Storage Technologies for Electrical Applications: Impact in Stand-Alone Photovoltaic Systems. *Energies*. 2017, v.10. 39 p.
20. Кузнєцов М. П. Побудова математичної моделі режиму споживання електроенергії. *Відновлювана енергетика*. 2017. № 4. С. 33–42.
21. Kuznetsov N., Lysenko O. Determination of the Optimal Algorithm for the Operation of a Hybrid Power System with a Regulating Generator. *Problemele energeticii regionale*. Chisinau, 2022, 3(55). P. 83–98. <https://doi.org/10.52254/1857-0070.2022.3-55.07>.
22. Kuznietsov M., Vyshnevskaya Yu., Brazhnyk I., Melnyk O.. Modeling of the Generation-Consumption Imbalance in the Heterogeneous Energy Systems with Renewable Energy Sources / 2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS). P. 196–200. DOI: 10.1109/ess.2019.8764189.
23. Кузнєцов М. П., Лисенко О. В., Хомутов С. В. Сезонне акумулювання енергії в гібридній енергосистемі. *Відновлювана енергетика*, 2024. № 1. С. 6–21. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.1\(76\).6-21](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.1(76).6-21).
24. Теоретичні та прикладні основи економічного, екологічного та технологічного функціонування об'єктів енергетики [В.О. Артемчук та ін.; за ред. А. О. Запорожця, Т. Р. Білан]. Київ, 2017. 312 с.
25. Lei M., Shiyang L., Chuanwen J., Hongling L., Yan Z. A review on the forecasting of wind speed and generated power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2009. V. 13. Pp. 915–920.
26. Gregor Giebel. The State-Of-The-Art in Short-Term Prediction of Wind Power. A Literature Overview. Risø National Laboratory, 2016.
27. Кузнєцов М. П. Методи прогнозування виробітку електроенергії вітровими електростанціями. *Відновлювана енергетика*. 2010. № 3. С. 42–48.
28. Marti I. Evaluation of advanced wind power forecasting models. The results of ANEMOS project / I.Marti, P.Pinson, G.Giebel. Natal, Brasil, 2008. 23 p.
29. Photovoltaic and Solar Forecasting: State of the Art. Report IEA. Електронний ресурс: www.iea-pvps.org.
30. Кузнєцов М. П., Лисенко О. В. Можливості короткотермінового прогнозування сонячної енергії. *Відновлювана енергетика*. 2017. № 1. С. 25–32.

31. Möhrle C. et al. Uncertainty Forecasting Practices for the Next Generation Power System. Wind Integration Workshop, Berlin (DE), 2017.
32. Ужейко С. О. Імовірнісні методи прогнозування поточної потужності вітроелектричних станцій. Відновлювана енергетика. 2018. № 1(52). С. 70–77.
33. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В., Дідіченко Є. С. Аналіз метеопараметрів для погодинного прогнозування виробітку електроенергії фотовольтаїчними електростанціями на добу напередодні Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК. 2017. № 1(6). С. 27–31.
34. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України / за ред. С. О. Кудрі. Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАН України. 2020. 82 с.
35. Lytvynchuk V., Kaplin M., Bolotnyi N., Karmazin O. Analysis of the Probable Decrease of Load Shedding Reserve in Power System of Ukraine at Installed Capacity of Renewable Energy Sources. 2022 IEEE 8th International Conference on ENERGY SMART SYSTEMS (2022 IEEE ESS), 2022. Kyiv. P. 180–183. URL: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969260>.
36. Кармазін О. О. Балансова надійність електроенергетичних систем в умовах зростання частки відновлюваної енергетики: дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: 14.08.2019 / Кармазін Олексій Олександрович. К., 2019. 143 с.
37. The importance of accurate wind energy forecasting for power trading. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.steady-sun.com/blog/the-importance-of-accurate-wind-energy-forecasting-for-power-trading>.
38. AI Technologies Against Imbalances: Modern System For Forecasting Electricity Output From RES [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://kness.energy/en/news/ai-technologies-against-imbalances-modern-system-for-forecasting-electricity-output-from-res>.
39. Huber M. Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements / M. Huber, D. Dimkova, T. Hamacher. Energy. № 69. (2014), p. 236–246.
40. Збитки та втрати енергосектору України через війну перевищили \$56 млрд – KSE Institute [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://forbes.ua/news/zbitki-ta-vtrati-energosektoru-ukraini-cherez-viynu-perevishchili-56-mlrd-kse-institute-10062024-21678>.
41. Стратегія майбутнього: Україна – це енергетичний хаб, який допоможе Європі позбутися залежності від росії. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.kmu.gov.ua/news/strategiia-maibutnoho-ukraina-tse-enerhetychnyi-khab-ia-kyi-dopomozhe-ievropi-pozbutusia-zalezhnosti-vid-rosii>.
42. Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їх роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою України: СОУ НЕК 341.001:2019. ДП «НЕК «Укренерго», 2019.

РОЗДІЛ 8. ВОДНЕВА ЕНЕРГЕТИКА

Воднева енергетика, яка займається вирішенням проблем, пов'язаних із застосуванням водню як енергоносія й акумулювального засобу, є важливим напрямом розвитку відновлюваної енергетики.

Основним видам відновлюваних джерел енергії властиві періодичність у роботі та зміна величини потенціалу енергії залежно від часу доби й пори року. Ця непостійність знижує енергетичну ефективність джерел, тому для використання енергії відновлюваних джерел необхідний енергоносіє, зручний для зберігання й транспортування.

Водень як універсальний енергоносіє дає можливість створювати для енергосистем на основі ВДЕ енергетичні ресурси різного терміну зберігання, зокрема довготривалі міжсезонні запаси енергії. Це є особливо актуальним з погляду необхідності створення балансувальних потужностей у відновлюваній енергетиці на виконання Закону України від 25.04.2019 «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії» [1].

Застосування водню як накопичувача надлишкової електроенергії при високому рівні її вироблення від ВДЕ та низькому рівні споживання забезпечуватиме маневреність та гнучкість загальної енергосистеми.

Накопичення й зберігання електроенергії є серйозною проблемою не тільки у відновлюваній енергетиці. Традиційні електростанції найефективніше працюють за умов постійної потужності й повного навантаження, тоді як попит на електроенергію постійно змінюється протягом доби, тижня, місяця та року і доводиться пристосовувати до нього потужність електростанцій. Можливістю зберігати великі запаси електроенергії володіють тільки гідроакумулювальні електростанції, але це створює цілу низку проблем. Використання водню як енергоносія та палива дозволить вирішити проблеми створення балансувальних потужностей і у відновлюваній, і в традиційній енергетиці.

Останнім часом проблема застосування водню набула нових практичних контурів. Ще в довоєнний час кризові явища в енергетиці, проблема захисту довкілля від безперервного й загрозливого зростання забруднень нафтою та продуктами неповного згоряння органічних палив, передусім рідкого вуглеводневого пального в двигунах внутрішнього згоряння і дизельних двигунах автомобілів, стимулювали різке зростання інтересу до можливостей розширення виробництва водню й застосування його як палива в різних галузях господарювання й на транспорті. Військова агресія РФ пришвидшила пошук інноваційних рішень в енергетиці України, що стосуються також і розвитку водневої енергетики.

Досить широкий спектр подальшого використання водню в різних галузях народного господарства робить системи накопичення енергії на його

основі надзвичайно привабливими. Бурхливий розвиток водневої енергетики у світі та обіцяна державна підтримка її розвитку останніми роками в Україні дозволяє говорити про створення окремої галузі відновлюваної енергетики.

У лютому 2023 року в межах 24-го Саміту Україна – ЄС між Урядом України та Європейською Комісією підписано Меморандум про взаєморозуміння між Україною та Європейським Союзом щодо стратегічного партнерства у сфері біометану, водню та інших синтетичних газів. У розділі «Використання відновлюваних газів» Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року ключовими визначено біометан та відновлюваний водень. Національний план дій з розвитку відновлюваної енергетики на період до 2030 року та план заходів з його виконання, який матиме вплив на створення передумов для розвитку водневої енергетики в Україні, затверджено в серпні 2024 року розпорядженням Кабінету Міністрів України № 761-р [2]. Зазначено, що виробництво та споживання відновлюваного водню, потенційно можливий обсяг виробництва якого в Україні з використанням електричної енергії вітро- та фотоелектричних станцій розраховано Інститутом відновлюваної енергетики НАН України, є новим перспективним напрямом розвитку відновлюваної енергетики. Пріоритетні напрями виробництва та використання водню в Україні, зокрема відновлюваного, мають визначатися у Водневій стратегії України на період до 2050 року.

Важливим кроком у напрямі створення водневої економіки в Україні є розробка проєкту «Водневої стратегії України на період до 2050 року та затвердження операційного плану заходів з її реалізації», в якому, маючи за основу науково-технічний потенціал України та найкращі світові практики, представлено чіткі стратегічні цілі та шляхи їх досягнення і структуру основних етапів розвитку водневої енергетики в країні. На жаль, попри опублікування Міністерством енергетики проєкту розпорядження Кабінету Міністрів України про схвалення, на сьогоднішній день проєкт Стратегії не було затверджено [3].

8.1. Воднева енергетика у світі та в Україні

8.1.1. Напрями та перспективи розвитку водневої енергетики

Поняття «воднева енергетика», що застосовується для позначення області техніки й природничих наук, яка виникла на стику хімії, хімічної технології, фізики, енергетики й машинобудування, з'явилося в середині 70-х років нашого століття. Воднева енергетика розглядає цілий комплекс питань, пов'язаних з отриманням, зберіганням і використанням водню як енергоносія, зокрема в енергосистемах з автономним енергозабезпеченням. Передбачається, що в майбутньому такі енергосистеми, основані на

використанні енергії відновлюваних джерел, відіграватимуть помітну роль в енергетичному балансі країн.

Основні переваги використання водню як джерела енергії:

- водень універсальний екологічно чистий енергоносіє і може бути отриманий з екологічно чистих джерел енергії;
- водень може зберігатись, транспортуватись і використовуватись різноманітними способами;
- водень може замінити викопне паливо в різних галузях народного господарства й на транспорті;
- для виробництва водню можуть бути використані внутрішні ресурси, забезпечуючи енергетичну незалежність держави.

Відповідно до прогнозів економічна вартість переходу на водень у найближчому майбутньому не буде надзвичайно високою, якщо враховувати екологічні фактори. Сучасні дослідження показують, що водень може перекрити до 85 % всіх енергетичних потреб у секторі індустрії та 92 % потреб побутового сектору й сектору індивідуальних споживачів. Він може замінити природний газ для побутових та інших потреб, бензин та дизельне паливо – у двигунах внутрішнього згорання; спеціальні види пального – в ракетній техніці; ацетилен – у процесах зварювання металів; кокс – у металургійних процесах, метан – у паливних елементах тощо [4].

Розвиток водневої енергетики передбачає побудову ефективної та економічної інфраструктури постачання споживачів воднем, що використовується як енергоносіє. Роботи щодо розвитку водневої енергетики зараз виконуються у більшості країн світу. У США, Японії, ЄС і багатьох інших країнах технології водневої енергетики внесені під першим номером до списку критичних технологій, від успіху реалізації яких залежить економічна безпека цих країн. У розвиток водневої енергетики ці країни, спільно з транснаціональними компаніями,кладають сотні мільярдів доларів. Національні стратегії розвитку водневих технологій та їх інтеграція у життєво важливі галузі економіки – енергетичну, транспортну та галузь житлово-комунального господарства – приймають уряди країн практично всього світу. Воднева тематика стає дедалі популярнішою не тільки в країнах, які займаються цим питанням вже десятки років (США, Японія, Південна Корея, Канада та інші) але й у країнах, що стрімко розвиваються – Австралія, Перу та Марокко [5].

Німеччина оголосила власний національний план розвитку водневих технологій з бюджетом на 7 млрд євро. Наприкінці травня 2020 року в Брюсселі віцепрезидентом Єврокомісії презентовано план розвитку водневої галузі до 2030 року. План розроблено на основі досліджень про попит на споживання водню (FCH JU Hydrogen Roadmap Europe) та досліджень про обсяги його виробництва до 2030 року (Ініціатива «Зелений водень Європи», «2x40 ГВт «зеленого» водню для Європейської зеленої угоди»). Загальний

обсяг інвестицій до 2030 року оцінюється в 430 млрд євро, а необхідна підтримка – в 145 млрд євро. Зокрема, на виробництво водню планується витратити 220 млрд євро, з яких 160 млрд буде спрямовано саме на отримання водню за рахунок сонячних та вітрових станцій. 120 млрд євро буде використано на будівництво водневої інфраструктури та проєктів зі зберігання водню. Ще 90 млрд євро буде спрямовано на створення допоміжних для водневої галузі виробництв – балонів, необхідної газової арматури, паливних комірок тощо. До 2030 року загальний обсяг інвестицій у водневу галузь становитиме 575 млрд євро [5]. Для створення інвестиційної безпеки та бізнес-можливостей європейського та глобального виробництва відновлюваного водню в 2022 році запущено Європейський водневий банк (European Hydrogen Bank) – фінансовий інструмент для прискорення створення повного ланцюжка вартості водню в Європі. Він не створений як фізична установа, а є інструментом фінансування, яким керують служби Європейської Комісії. Повідомлення про Європейський банк водню (COM/2023/156), опубліковане 16 березня 2023 року, детально описує концепцію, завдання та структуру інструменту фінансування. Разом Європейський банк водню та партнерства із зеленого водню мають на меті створити структуру, яка опікуватиметься тим, щоб партнерства, встановлені країнами ЄС та галуззю, забезпечували рівні умови для виробництва ЄС та імпорту з країн поза ЄС [6].

Із червня 2024 року Єврокомісія ініціювала початок роботи над пілотним механізмом для підтримки європейського ринку водню. Новий механізм створили в межах нещодавно ухваленого пакета з декарбонізації ринку газу та водню. Він повинен прискорити інвестиції на ринку водню, зокрема через надання чіткішої перспективи для покупців та постачальників, а також сприяти кращій взаємодії між ними. Пілотний механізм збиратиме, оброблятиме та надаватиме доступ до інформації про попит і пропозицію на зелений водень та його похідні. Це допоможе покупцям співпрацювати з європейськими та іноземними постачальниками. Механізм також збиратиме й опрацьовуватиме ринкові дані щодо потоків водню та рівня цін. Все це відбуватиметься під керівництвом Європейського водневого банку, а сам механізм працюватиме впродовж п'яти років [7].

Понад 40 країн і велика кількість корпорацій розробили довгострокові програми розвитку водневих технологій. Ці програми реалізуються за державної підтримки через надання пільг, бюджетне фінансування та міжнародну технологічну кооперацію. Не тільки Євросоюз у цілому, але й окремі його країни затвердили на урядовому рівні власні водневі стратегії (Франція, Німеччина, Нідерланди, Норвегія, Велика Британія), не кажучи вже про США, де водневі технології розвиваються протягом останніх 20 років. Більшістю країн водень у суміші з природним газом розглядається як головна можливість для декарбонізації газопровідних поставок. Експерти з Міжнародного енергетичного агентства підрахували, що додавання лише 20 %

водню в європейську газову мережу приведе до скорочення викидів CO₂ на 60 млн т на рік (цей обсяг можна порівняти з викидами вуглекислого газу Данії за такий самий період) [8].

В інтегрованій енергетичній системі водень може забезпечити декарбонізацію таких енергоємних секторів як транспорт, промисловість, енергетика тощо. У Європейській Водневій Стратегії розглядається питання, яким чином втілити цей потенціал у реальність за рахунок інвестицій, законодавчих і ринкових механізмів та світових інновацій. Стратегією запропонований поетапний підхід, який передбачав встановлення в ЄС у 2020–2024 роках як мінімум 6 ГВт водневих електролізерів, що вироблятимуть до 1 млн т водню з ВДЕ. У 2025–2030 роках пропонується вийти на рівень 40 ГВт електролізерів, завдяки яким виробництво досягне 10 млн т чистого водню. До 2050 року ці технології мають широко використовуватися в усіх сферах діяльності. Для досягнення цієї мети Європейською комісією було створено Європейський альянс чистого водню (European Clean Hydrogen Alliance) у межах якого будуть співпрацювати представники промисловості, влади, громадськості та Європейського інвестиційного банку для розвитку інвестиційних водневих проєктів [9].

Міністерство енергетики України приєдналось до Європейського альянсу з чистого водню і братиме участь у профільних заходах організації та отримувати найактуальнішу інформацію про розвиток водневої енергетики в країнах ЄС. Оскільки Європейська Комісія визначила Україну одним з пріоритетних партнерів у майбутній водневій економіці Євросоюзу, членство в Європейському альянсі з чистого водню допоможе активізувати роботу з пошуку потенційних партнерів для втілення проєктів з виробництва, транспортування, накопичення та споживання водню. До складу Європейського альянсу з чистого водню також увійшли Держенергоефективності та ДП «НАЕК «Енергоатом» [10–12].

Стартовий капітал фонду інвестицій у водневу галузь Великі Британії становить 315 млн дол. (250 млн фунтів), він надаватиме пріоритет інвестиціям у зелений водень, вироблений електролізом води з використанням ВДЕ (вітер, сонячна та гідроенергія). Аналітики Barclays очікують, що попит на водень до 2050 року зросте до 575 млн т у рік вартістю понад 1 трлн дол. [13]. У межах зусиль у водневому секторі австралійський уряд у вересні цього року опублікував свою оновлену Національну водневу стратегію, якою планується інвестувати в розвиток економіки H₂ понад 30 млрд дол. США, зокрема 5,4 млрд дол. США виділено цього року за програмою стимулювання екологічного податку на виробництво водню, яка вже діє, а 15 млрд дол. США – у наступні 10 років. Уряд також має на меті розблокувати додаткові 33 млрд дол. США інвестицій приватного сектору у вітчизняну екологічно чисту галузь H₂ [14].

Будь-яке великомасштабне виробництво зеленого водню електролізом води потребує доступу до великих обсягів електроенергії відновлюваних джерел. Для менших обсягів водню, розподіленого між кількома кінцевими споживачами, наприклад для транспортних засобів або суден, електроліз може бути дешевшим з погляду ланцюга створення вартості. Загальні витрати певного методу виробництва залежать від географічного розташування, наявної інфраструктури, передбачуваного попиту і ціни на електроенергію та газ. За оцінками, вартість виробництва зеленого водню може зменшитися на 30 % до 2030 року внаслідок падіння витрат на відновлювані джерела енергії та масштабування виробничих потужностей. Основна маса водню в усьому світі виробляється з природного газу (76 %), 23 % – з вугілля. Тільки 1 % водню в світі виробляється електролізом води [15].

Різні методи виробництва по-різному пов'язані з фінансуванням і мають різну граничну собівартість. Енергія та сировина можуть походити з різних джерел, наприклад природного газу, біомаси, вугілля та інших викопних видів палива, енергії вітру, сонячної, ядерної та геотермальної енергії. Єдиного ідеального методу не існує. Тому прогнозують, що в майбутньому будуть використовувати поєднання всіх методів. Зведені дані щодо приведеної собівартості сучасних водневих технологій наведено в табл. 8.1, де LCOH, LCOE, LCOT – нормована вартість технологій виробництва водню, електроенергії та застосування на транспорті [16, 17].

Таблиця 8.1. Приведена собівартість водневих технологій (в австралійських доларах AUD та €)

Технологія	Приведена собівартість	2018	2025
Електролізер PEM	LCOH, \$ / кг	6.08–7.43	2.29–2.79
	€ / кг	3.86–4.71	2.02–2.47
Електролізер АЕ	LCOH, \$ / кг	4.78–5.84	2.54–3.10
	€ / кг	3.03–3.71	2.25–2.74
Стиснення і зберігання в цистернах (35/150/350 бар)	LCOH, \$ / кг	0.48/0.34/0.38	0.41/0.26/0.27
	€ / кг	0.42/0.30/0.34	0.36/0.23/0.24
Стиснення і зберігання в соляних печерах	LCOH, \$ / кг	0.22–0.26	0.16–0.20
	€ / кг	0.19–0.23	0.14–0.18
Виробництво та зберігання аміаку з відновленням водню	LCOH, \$ / кг	1.39–1.68	1.10–1.33
	€ / кг	1.23–1.48	0.97–1.33

ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

Технологія	Приведена собівартість	2018	2025
Виробництво зрідженого водню та зберігання	LCOH, \$ / кг	2.57–3.14	1.59–1.94
	€ / кг	2.27–2.78	1.41–1.71
Виробництво електроенергії із застосуванням паливних комірок	LCOE, \$ц/кВт·год	33–41	12–15
	€ц/кВт·год	29–36	11–13
Електричні транспортні засоби на паливних комірках FCEV	LCOT _{автомобіль} , \$ / ткм	1.29–1.57	0.63–0.77
	€ / ткм	1.14–1.39	0.56–0.68
	LCOT _{автобус} , \$ / ткм	2.66–3.25	1.66–2.02
	€ / ткм	2.35–2.87	1.47–1.79

У ціновому плані вартість отриманого зеленого водню може впасти нижче 2 дол. за кілограм, оцінка досить прийнятна, щоб конкурувати протягом десятиліття. Це відкриває шлях для збільшення масштабів виробничих потужностей, створення нових робочих місць та економічного зростання. Вже зараз спостерігається поліпшення прогнозів витрат на зелений водень. Такі результати ще недавно не очікувались до середини століття. Значні зусилля науковців світу спрямовані на підвищення ефективності проведення електролізу води. Так, компанія Cummins працює над автоматизацією процесу виробництва твердооксидних електролізерів (SOEC) для розвитку водневої економіки та забезпечення понад 100 МВт виробничих потужностей електролізера. Передбачається створення ефективніших електролізерів з одночасним зменшенням капітальних витрат [18].

Європейська нова зелена Угода надає унікальну можливість для України створити та розвивати галузь, яка потенційно може зробити Україну енергетично незалежною з експортно-орієнтованою економікою. Передумовою цього є наявність в Україні другого в Європі потенціалу енергії відновлюваних джерел. Так, тільки чотири регіони нашої країни здатні забезпечити половину потреб країн Євросоюзу в енергії. Найперспективнішими визначені Одеська (4 ГВт сонячної енергії та 34 ГВт вітрової), Миколаївська (відповідно 3 ГВт і 30 ГВт), Херсонська (3 ГВт і 34 ГВт) та Запорізька (3 ГВт і 33 ГВт) області. У більшості цих областей проекти опрацьовані й готові для реалізації. Всі ці дані підтверджено річним звітом IRENA (Міжнародна асоціація з відновлюваної енергетики) щодо потенціалу країн світу з виробництва енергії з відновлюваних джерел. Це дозволить у найкоротший термін розпочати реалізацію проектів, спрямованих

на генерацію та експорт зеленого водню. Також проведено дослідження, щодо можливого використання газотранспортної системи України для транспортування виробленого зеленого водню до країн Європи, які показали, що є можливість транспортувати газову суміш із вмістом водню до 25 %, а це 16 млрд м³ зараз або 10 млрд м³ протягом наступних чотирьох років [6].

Відповідно до «Green Hydrogen Initiative 2x40 gigawatt» та плану виходу з кризи COVID 19, на Україну виділено створення 10 ГВт нових потужностей з виробництва зеленого водню. Це нові робочі місця, подальший розвиток відновлюваної енергетики без навантаження на тариф для кінцевих споживачів. А головне – це вихід з існуючої енергетичної кризи, яка зараз ставить під загрозу інвестиційну привабливість України як держави та окремих її галузей відповідно. Сумарно це близько 20 млрд євро інвестицій в економіку України [19].

Важливість розвитку водневої енергетики та позитивний ефект від впровадження водневих технологій у сучасну електроенергетику України показано нижче.

Енергетична ефективність:

- реновація зношеного обладнання ТЕС і АЕС;
- зняття системних обмежень на розвиток відновлюваної енергетики;
- зменшення втрат електроенергії в процесі передачі;
- підвищення надійності постачання електроенергії споживачам (SAIDI, хв). Показник SAIDI – це середня тривалість відключення для кожного клієнта. Зазвичай використовується як показник надійності електропостачання клієнтів. Розраховується як відношення сумарної тривалості відключень за звітний період до загальної кількості клієнтів; чим нижчий показник, тим вищий рівень надійності.

Політична ефективність:

- повна відмова від залежності від рф;
- позбавлення політичного тиску на Україну при закупівлі енергоносіїв, обладнання й послуг;
- демонополізація генерації та передачі електроенергії;
- унеможливлення корупції у паливній складовій собівартості електроенергії;
- формування позитивного іміджу України як сумлінного виконавця своїх міжнародних зобов'язань щодо розвитку відновлюваної енергетики та запобігання глобальному потеплінню.

Економіко-соціальна ефективність:

- зменшення витратної складової тарифу на електроенергію;
- економія валюти, сплаченої за імпортні енергоносії, обладнання та послуги для ТЕС і АЕС;
- зниження середніх ринкових цін на електроенергію за рахунок участі ВЕС і СЕС у покритті пікових навантажень споживання;

- збільшення надходжень у місцеві бюджети;
- створення додаткових робочих місць у науці, енергетиці, промисловості, будівництві та ін.

Екологічна ефективність:

- зменшення до рівня європейських норм викидів речовин, шкідливих для здоров'я людей і довкілля;
- виконання зобов'язань України щодо обмеження процесів, що впливають на зміну клімату на планеті (Київський протокол, Паризька угода та ін.).

8.1.2. Характеристики водню як енергоносія

У вільному стані та за нормальних умов водень – безбарвний газ, без запаху та смаку, густиною $0,084 \text{ кг/м}^3$, тобто 1 кг водню займає об'єм 11 м^3 . У табл. 8.2 та 8.3 наведено основні паливні характеристики водню [5, 20, 21].

Як видно з наведених у таблицях даних, водень є єдиним паливом, при спалюванні якого не забруднюється оточуюче середовище.

Таблиця 8.2. Склад відхідного газу при спалюванні метану й водню

Спалюваний газ				Склад відхідного газу, м^3			
Формула	Об'єм, м^3	Теплота згоряння		Витрати повітря на повне спалювання газу, м^3	CO_2	H_2O	N_2
		кДж/ м^3	кВт·год/ м^3				
CH_4	1	38 815	10,78	9,52	1	2	7,5
H_2	1	12 770	3,54	2,36	0	1	1,8

Таблиця 8.3. Паливні характеристики водню

Показник	Значення показника
Питома теплота згоряння, кВт·год/кг / кВт·год/м^3	$\begin{matrix} \text{max} \\ \text{min} \end{matrix}$ 33,9/3,55 33,3/3,0
Концентраційні межі займистості, %/об/	4,75
Концентраційні межі займистості в кисні %/об/	4–95
Діапазон детонацій, %/об/ у повітрі у кисні	18–60 15–90
Максимальна нормальна швидкість поширення вогню, см/с	259
Температура, К: вогню в повітрі при стехіометричному складі суміші, самозагоряння стехіометричної суміші в повітрі	2300 510

Рідкий водень (за температури 20 К) займає 1/700 об'єму в газоподібному стані. Під тиском 80 МПа газоподібний водень практично дорівнює рідкому водню за показником питомого об'ємного енергетичного вмісту і значно поступається рідким паливам. 1 л рідкого водню містить стільки ж енергії, скільки 0,28 л бензину, 0,22 л дизельного палива або гасу, 0,4 л рідкого пропану і 0,54 л метанолу. Проте за питомим масовим енерговмістом рідкий водень майже в 3,5 раза перевищує цей показник нафтових видів палива. Це головна причина, за якої рідкий водень використовується як паливо у випадках, де високий енерговміст на одиницю маси має першорядне значення. Різниця між вищою Q_v і нижчою теплотою згоряння Q_n становить для водню 18,3, метану – 10,4 і бензин – 6,4 % [5].

8.1.3. Застосування водню у відновлювальній енергетиці

Результати вивчення технічних характеристик і технологічних параметрів установок з виробництва водню показують, що найприйнятнішими для вирішення задач у комплексі з відновлюваними енергоресурсами в цей час є електролізні установки, на яких водень отримують методом розкладу води. Інфраструктура водневої енергетики складається із електроенергетичного обладнання на основі ВДЕ, електролізної установки, систем зберігання і транспортування водню, систем використання водню [22].

Проблемами отримання водню з використанням відновлюваних джерел як первинних джерел енергії, зберігання водню в різних формах та використання водню як акумулятора енергії й моторного палива науковці Інституту відновлюваної енергетики НАН України займаються з 80-х років минулого століття. Наукові дослідження в галузі зеленої водневої енергетики України було започатковано одночасно з початком розвитку відновлюваної енергетики в Київському політехнічному інституті (зараз – Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського») за ініціативи ректора, члена-кореспондента АН УРСР, професора, доктора технічних наук, заслуженого діяча науки і техніки України Григорія Івановича Денисенка.

Починаючи з 1980 року в межах створення комплексних енергосистем проводились наукові дослідження щодо використання водню як енергоносія та акумулювального середовища, що було відображено в щорічних наукових звітах науково-дослідного відділу (НДВ-5), створеного 1979 року в Київському політехнічному інституті для виконання наукових фундаментальних та прикладних досліджень у галузі відновлюваної та водневої енергетики. Перевірка наукових розробок та відпрацювання робочих режимів проводилась на науково-дослідному полігоні «Десна», який був розташований на межі Київської та Чернігівської областей.

У галузі водневої енергетики досліджувались різні форми виробництва, зберігання та споживання водню; визначались найприйнятніші методи

акумулювання з урахуванням подальшого використання водню. У 1981 році було розроблено проєкт станції накопичення енергії СНЕ-1, до її складу входили система отримання водню електролізом води, системи зберігання водню у стисненому та рідкому станах, а також системи використання водню, зокрема в паливних елементах. Передбачалась побудова нового розширеного полігону ВДЕ на території бази відпочинку КП у Вишгородському районі Київської обл., де і було заплановано впровадження СНЕ-1. Однак на ці плани вплинули наслідки Чорнобильської аварії – спочатку доступ до території було закрито, а потім вона була передана іншим відомствам. Слід івдзначити, що практичному впровадженню наукового доробку в галузі водневої енергетики в ті часи також перешкоджала упередженість чиновників від науки та органів влади щодо безпечності використання водню та недостатня поінформованість потенційних виробників і споживачів водню.

З 1987 року наукові роботи з водневої енергетики було продовжено у складі Відділення комплексних енергетичних систем на основі відновлюваних джерел енергії Інституту електродинаміки НАН України, а в 1990 році було укладено договір між Фолькецентром (Данія) та Інститутом електродинаміки НАН України з метою співробітництва у галузі вітро- і сонячної енергетики та акумулювання енергії відновлюваних джерел.

Прикладом впровадження технологій водневої енергетики є створення українськими і данськими вченими першої в Європі вітроводневої станції і впровадження її у Фолькецентрі (Данія) у 1995 році, що стало реальною основою для розвитку цієї надзвичайно перспективної екологічно чистої галузі енергетики [5, 23, 24]. На той час ніхто не поєднував роботу електролізера з вітроустановкою. Данська сторона надала вітроустановку та виконала будівельні роботи, українська – електролізер та виконала монтаж установки. Було також проведено спільні дослідження щодо роботи автомобіля на водні та розроблено нику схем щодо комплексного використання водню для автотранспорту, для спалювання в котлах, у газових плитах, а також у паливних елементах, щоб перетворювати водень на електроенергію (рис. 8.1) [25].



Рис. 8.1. Перша в Європі вітроводнева станція у Фолькецентрі

На основі аналізу науково-технічної інформації та практичних напрацювань у галузі водневої енергетики було створено низку моделей екологічно чистих систем виробництва, зберігання й використання водню різної енергетичної ємності залежно від потужності енергоустановок, визначено їх енергетичні параметри, економічні показники, технічне і технологічне забезпечення і створено технічні проекти на системи акумулювання водню установленої потужності 24, 84, 290 і 410 кВт. Системи акумулювання універсальні, можуть бути застосовані в енергосистемах на відновлюваних джерелах енергії (вітрова, сонячна та гідроенергія), при цьому енергія первинних джерел енергії використовується для одержання водню на електролізних установках. Схема однієї з енергосистем показана на рис. 8.2 [5].

Основою роботи систем є перетворення електричної енергії, виробленої відновлюваними джерелами, на хімічну енергію водню з наступним використанням її споживачами у вигляді електричної й теплової енергії залежно від потреб споживачів.

Основним елементом міжсезонної системи акумулювання на основі водню, на який орієнтовано розрахунок всіх її елементів, є установка для одержання водню. Також вибір установки пов'язаний з енергетичною потужністю відновлюваних джерел енергії й прямо залежить від потужності електрогенерувального обладнання.

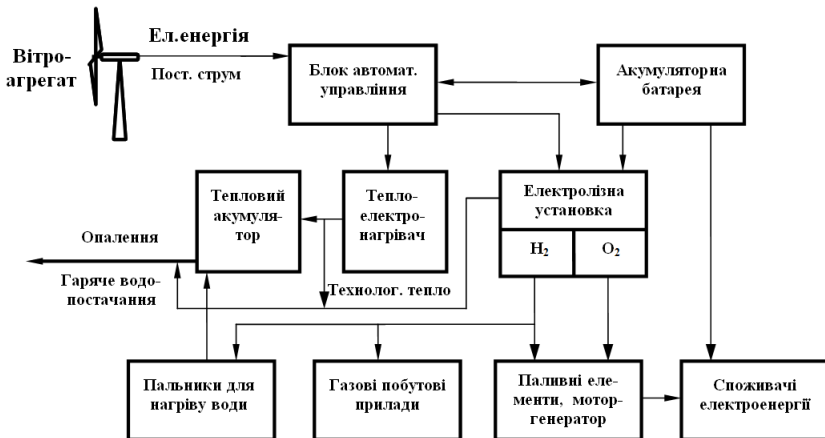


Рис. 8.2. Схема вітроводневої станції

Під час розгляду технічних характеристик промислових електролізних установок найприйнятнішою на той час для вирішення задач у комплексі з вітроелектричними установками вважалась електролізна установка для виробництва водню методом розкладу води типу СЕУ. Було визначено, що ця установка може ефективно застосовуватися в енергетичних комплексах на

основі відновлюваних джерел енергії, причому в процесі експлуатації і проведення відповідних науково-дослідних робіт можливі деякі зміни в її конструкції та режимах роботи з метою удосконалення процесу електролізу та підвищення ККД установки. Для цього були реальні передумови – можливість зміни режимів роботи (підвищення робочих температур і тиску), заміна матеріалів електродів, зміна відстані між електродами, заміна азбестових діафрагм на діафрагми з нових матеріалів та інше. Отже, вибір установки СЕУ-4 в період розробки вказаних систем акумулювання не тільки забезпечував виробництво водню, але й передбачав можливість проведення науково-дослідних робіт з метою удосконалення технології одержання водню методом розкладу води [21].

У цей час створено низку електролізних установок, ефективніших для застосування у відновлюваній енергетиці [26].

Вибір систем зберігання водню залежав переважно від потужності енергосистеми, характеристик та вимог споживача. Було визначено, що для використання електролізних установок невеликої потужності застосування рідкої форми зберігання недоцільне з економічного погляду, зберігання у формі гідридів металів у великих кількостях неможливе при сучасній технології виготовлення гідридів металів вітчизняною промисловістю. Оскільки питомі вагові характеристики систем з гібридною формою зберігання водню дуже низькі, їх можна використовувати тільки в стаціонарних установках. Найефективнішою формою зберігання в енергосистемах невеликої потужності є стиснений водень.

Були досліджені різні варіанти використання водню в теплових установках, проведені розрахунки з урахуванням ККД установок. В умовах енергокомплексу на основі ВДЕ середньої потужності доцільно проводити спалювання водню в пальниках побутового і промислового призначення.

Під час застосування водню для побутових потреб рекомендовано використовувати плити, оснащені водневими пальниками, наприклад уніфіковані газові плити з деякими змінами в конструкції пальників. Для забезпечення гарячого водопостачання й опалення будинків водень спалюється із застосуванням промислових пальників.

У процесі електролізу основними продуктами є водень і кисень, у промисловості кисень часто не використовується повною мірою. У енергокомплексі на відновлюваних джерелах для одержання електричної енергії було запропоновано використання паливних водень-кисневих елементів, у яких водень і кисень використовуються у співвідношенні дві об'ємні частини до однієї відповідно.

На сьогоднішній день проблемами отримання водню з використанням відновлюваних джерел як первинних джерел енергії, зберігання водню в різних формах та використання водню як накопичувача енергії й моторного палива науковці продовжують займатись у наукових відділах Інституту відновлюваної енергетики НАН України.

Як видно, в Україні інтерес до водню та його використання в енергетиці та інших галузях (у промисловості, на транспорті) уже є предметом наукового інтересу та конкретних розробок протягом багатьох років, але перехід до системної державної політики стосується останнього десятиліття. В Україні науковим супроводом водневої економіки займаються як установи Національної академії наук, так і установи промисловості й бізнесу. Україна має значний науковий потенціал для впровадження водневих технологій. Останніми роками в Інститутах НАН України в межах відомчої програми, а також у межах багатостадійної цільової комплексної програми НАН України «Водень в альтернативній енергетиці та новітніх технологіях», яка діє з 2011 року, проводяться роботи щодо створення новітніх матеріалів і технологій для потреб водневої енергетики, направлені на розробку ефективних методів отримання, зберігання та використання водню. Пріоритетним напрямом наукових досліджень є використання відновлюваних джерел як первинних енергоресурсів для отримання водню [27].

Реалізовано такі послідовні етапи досліджень:

- 2011–2015 роки: Науково-дослідна робота «Водень в альтернативній енергетиці та новітніх технологіях». Розділ ІВЕ НАН України «Отримання водню із застосуванням вітроелектричних установок» [28].

- 2016–2018 роки: «Фундаментальні аспекти відновлювано-водневої енергетики і паливно-комірчаних технологій» [29]. Внеском ІВЕ НАН України у спільну роботу є «Дослідження і оптимізація систем отримання водню шляхом застосування електролізу води з використанням енергії вітру, сонячної радіації та геотермальної енергії».

- 2019–2021 роки: «Розвиток наукових засад отримання, зберігання та використання водню в системах автономного енергозабезпечення» [30, 31].

У процесі здійснення зазначеної програми виконано такі наукові розробки: Експериментально-промислові технології синтезу біоводню; Конструктивні й технологічні параметри електролізних систем високого тиску; Автономні когенераційні водневі енергоустановки; Розробка методів отримання та використання водню з застосуванням відновлюваних джерел енергії в системах автономного енергозабезпечення; Технології отримання водню з застосуванням відновлюваних джерел енергії для енергетичних потреб в Україні; Портативні фото-електрохімічні комірки з акумулюванням водню; Виготовлення металокомпозитних балонів високого тиску для водню; Створення високоємних гідридоутворюючих матеріалів і їх використання; Використання матеріалів на основі гідриду магнію для паливних елементів; Металогідридні акумулятори для систем подачі водню; Розроблення гібридних електрокаталізаторів для воднево-кисневих паливних комірок та інші.

У програмі досліджень брали участь установи НАН України: Інститут відновлюваної енергетики; Інститут газу; Інститут енергетичних машин і систем ім. А. М. Підгорного; Інститут загальної та неорганічної хімії ім. В. І. Вернадського; Інститут мікробіології і вірусології ім. Д. К. Заболотного; Інститут проблем матеріалознавства

ім. І.М.Францевича НАН України; Інститут фізичної хімії ім. Л. В. Писаржевського; Інститут хімії високомолекулярних сполук; Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка. Партнери програми: Інженерно-фізичний факультет НТУУ «КПі імені Ігоря Сікорського»; Асоціація «Українська Воднева Рада»; Кафедра екобіотехнології та біоенергетики НТУУ «КПі імені Ігоря Сікорського»; Українська асоціація високотехнологічних підприємств і організацій «Космос»; Державне підприємство «Конструкторське бюро «Південне» ім. М. К. Янгеля»; Конструкторське бюро «Південне»; Кафедра загальної та прикладної фізики Івано-Франківського університету нафти та газу.

У відділі вітроенергетики ІВЕ НАН України виконується наукова робота «Розробити наукові засади багатофакторного кадастру інформації для оптимізації розміщення в Україні підприємств вітроводневої енергетики».

Крім наукових розробок Інститут відновлюваної енергетики долучився до розробки стратегічних напрямів та планів впровадження водневих технологій. Базовим прототипом стратегії вважалась Воднева стратегія ЄС (Hydrogen Roadmap Europe 2019, *fch.europa.eu*) та низка інших. Мотивацією до розроблення водневої стратегії в Україні, крім власних енергетичних та екологічних проблем, були й міжнародні зобов'язання. Перший самостійний проект Дорожньої карти впровадження водневих технологій було розроблено в ІВЕ НАН України у 2019 році. Було враховано останні технологічні розробки вітчизняних та зарубіжних науковців, результати роботи дослідно-випробувальної бази Інституту проблем матеріалознавства та Інституту відновлюваної енергетики НАН України для виробництва водню за допомогою вітроустановок і електролізера, розробленого в Інституті проблем машинобудування ім. А. М. Підгорного НАН України. Для ефективного впровадження водневих технологій було передбачено виконання низки основних завдань, які потребують наукового супроводу, зокрема: удосконалення законодавчо-правової та нормативно-технічної бази; організація науково-технічного забезпечення; організація інформаційного забезпечення та освіти; створення методичного забезпечення. Важливу роль у просуванні наукових досягнень відіграють урядові установи, енергетичні агентства, університети й національні лабораторії. Передбачено поширення результатів наукових досліджень і передача знань до приватного сектору для комерційного застосування. Проект «Дорожньої карти для виробництва та використання водню в Україні» було представлено у січні 2021 року експертами Європейської економічної комісії (ЄЕК ООН) [32]; у ньому було запропоновано ключові позиції для України:

1) зменшити загальний обсяг викидів парникових газів (> 50% у 2030 році);

2) збільшити частку відновлюваної енергії до 70 %;

3) стати кліматично нейтральною до 2050 року (синхронізовано з ЄС).

У цій Дорожній карті водень надає широкий спектр можливостей та технологій. Він може використовуватися для отримання аміаку, сечовини,

вуглеводнів, біо- та синтетичного палива разом з азотом та вуглекислим газом. Водень може зберігатися й транспортуватися різними способами: у вигляді рідини, в газоподібному стані або зв'язаний з іншими речовинами. Водень може вироблятися різними способами. У всіх цих сферах компанії та науково-дослідні інститути працюють над фундаментальними та прикладними дослідженнями та інноваціями, спрямованими на те, щоб зробити процеси та програми більш ефективними, стійкими та дешевими. Розвиток цільових інновацій та надання підтримки пілотним проектам є напрямом спільних зусиль уряду, ділових кіл та науково-дослідних інститутів.

Дорожня карта визначає чотири сектори (Базові принципи) для впровадження водневих технологій в Україні: 1) Трансформація систем електропостачання та опалення; 2) Використання тепла, що виділяється в процесі виробництва; 3) Трансформація транспортного сектору; 4) Модернізація газотранспортної системи та поетапне збільшення обсягів виробництва, зберігання й транспортування водню.

Нова ситуація в економіці України, обумовлена Covid-19 та іншими вітчизняними і світовими обставинами, спонукала до перегляду попередніх проєктів. У 2021 році Інститут відновлюваної енергетики запропонував оновлену редакцію Водневої стратегії України [33]. Загальною метою Водневої стратегії є створення водневої енергетики як важливого елемента нової моделі енергетичної системи України для забезпечення значної частки потреб в екологічно чистому енергоносії енергетичної, промислової та транспортної галузей України. Це сприятиме розвитку безвуглецевої економіки як пріоритетного напрямку державної політики і, відповідно, зменшенню споживання органічного палива та поліпшенню стану довкілля. Формування водневої енергетики України передбачалось проводити поетапно:

- 1-й етап, або короткострокові цілі (2022–2025 рр.) – закладання фундаменту водневої енергетики і запуску експортного ринку зеленого водню;
- 2-й етап, або середньострокові цілі (2026–2030 рр.) – диверсифікація первинних енергоносіїв за рахунок зростання обсягів виробництва водню;
- 3-й етап, або довгострокові цілі (2031–2050 рр.) – швидке розширення ринку, зокрема експортної складової.

На базі розрахунків та пропозицій Інституту відновлюваної енергетики у 2022 році, перед самим початком масштабного воєнного вторгнення, було представлено проєкт ДАЕР України «Стратегія розвитку водневої енергетики в Україні на період до 2030 року» [34].

Проєкт Водневої стратегії України на період до 2050 року (далі – Стратегія) [35] розроблено групою експертів за активної участі фахівців ІВЕ НАН України та представлено на розгляд уряду на початку літа 2024 року. Проєкт визначає основні сфери використання водню в Україні: промисловість, електроенергетика, транспорт, теплопостачання, включно з можливостями експорту, які охоплюють процеси його виробництва, зберігання та транспортування.

Метою Стратегії є формування основних засад розвитку водневої галузі в Україні до 2050 року, визначення основних етапів та стратегічних цілей, шляхів і способів їх досягнення.

На цей час українським законодавством не врегульовані правові, економічні та організаційні засади для виробництва, транспортування, зберігання й використання водню за секторами. Крім того, відсутні визначені стандарти та нормативні вимоги, що регулюють якість, безпеку та екологічні аспекти застосування водневих технологій.

У серпні 2024 року урядом представлено Національний план дій з розвитку відновлюваної енергетики на період до 2030 року, який матиме вплив на створення передумов для розвитку водневої енергетики в Україні [2]. Зазначено, що виробництво та споживання відновлюваного водню є новим перспективним напрямом розвитку відновлюваної енергетики, а Інститутом відновлюваної енергетики Національної академії наук розраховано потенційно можливий обсяг виробництва відновлюваного водню в Україні з використанням електричної енергії вітро- та фотоелектричних станцій. Пріоритетні напрями виробництва та використання водню в Україні, зокрема, відновлюваного, мають визначатися у Водневій стратегії України на період до 2050 року.

Ключовими аспектами Стратегії у сфері водневої енергетики є, зокрема:

- узгодження процедури сертифікації відповідно до вимог ЄС щодо імпорту водню та інших синтетичних газів;
- виявлення та усунення адміністративних, технічних та регуляторних бар'єрів для виробництва, транспортування, зберігання й використання водню та інших синтетичних газів, включно з ліцензуванням, дозвільною документацією і технічними вимогами;
- створення нормативно-правових та адміністративних засад розвитку виробництва і споживання водню та інших синтетичних газів в Україні, конкурентних і прозорих транскордонних ринків та торгівлі.

Зазначено, що Інститутом відновлюваної енергетики Національної академії наук України за результатами проведених наукових досліджень розраховано потенційно можливий обсяг виробництва відновлюваного водню в Україні з використанням електричної енергії, виробленої з енергії вітру та енергії сонячного випромінювання. Загальний потенціал середньорічного виробітку відновлюваного водню становить близько 45 млн т. Основною ресурсною базою для виробництва відновлюваного водню є електрична енергія, вироблена з відновлюваних джерел енергії, та водні ресурси. Наведено розподіл потенціалу по регіонах.

Для розвитку водневої галузі в Україні необхідно розроблення нормативно-правової бази, яка визначатиме правила та стандарти для виробництва, зберігання, транспортування й використання водню. Основними аспектами цієї бази мають бути такі:

- встановлення енергетичних та екологічних стандартів для виробництва й використання водню;

- розроблення технічних та безпекових стандартів для виробництва, зберігання, транспортування й використання водню;
- визначення фінансових механізмів та економічних стимулів для підтримки розвитку водневої галузі;
- внесення змін до законодавства України, що сприятимуть розвитку інфраструктури для виробництва, зберігання, транспортування та споживання водню, включно із заправними станціями та мережами трубопроводів;
- встановлення правил та стандартів, які відповідають міжнародним нормам.

Широке використання водню як високоефективного й екологічно прийняттого енергоносія, а також паливних комірок, здатних з мінімальними втратами перетворювати хімічну енергію водню на електричну, останніми роками розглядається як найперспективніший шлях до істотного скорочення шкідливих викидів в атмосферу.

8.1.4. Сучасні тенденції розвитку водневої енергетики та потенціал зеленого водню в Україні

Одним з найперспективніших шляхів диверсифікації джерел виробництва енергоносіїв в Україні є збільшення в структурі паливно-енергетичного балансу країни частки енергоносіїв, отриманих при використанні енергії відновлюваних джерел. Енергетичною стратегією України до 2035 року було передбачено збільшення частки «зеленої» енергії до 25 % в енергетичному балансі країни, зниження імпортозалежності енергетичної галузі України з 51 % у 2015 року до 33 % у 2035-му, а також повноцінна інтеграція з енергетичною системою ЄС.

Проблематика розвитку водневої енергетики в Україні полягає в необхідності створення ефективних систем виробництва, акумулювання, зберігання, транспортування та перетворення водню на енергію необхідної якості з використанням як первинного енергоресурсу відновлюваних джерел енергії та пікової енергії традиційних електростанцій, що забезпечить зміну структури паливно-енергетичного комплексу України збільшенням у ньому частки відновлюваних джерел енергії, підвищенням стабільності роботи, ефективності та надійності традиційних електростанцій, а також зменшенням антропогенного та техногенного навантаження на довкілля. В ІВЕ НАН України проводяться роботи щодо вирішення основних завдань водневої енергетики [22, 36–41].

Унаслідок значного зростання встановленої потужності ВДЕ в Україні, насамперед за рахунок вітрової та сонячної енергії, виникла потреба в обмеженні подачі енергії з відновлюваних джерел в електроенергетичну мережу для збалансування попиту й генерації. Використання водню для проміжного зберігання надлишкової електроенергії сприятиме вирішенню цієї проблеми.

Потенційно можливий обсяг виробництва зеленого водню в Україні розраховано за результатами проведених наукових досліджень щодо потенціалу генерації електроенергії вітро- та фотоелектричними станціями.

ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

Для розрахунку потенційно можливого обсягу виробництва зеленого водню за допомогою електролізу води передбачено питоме споживання електроенергії 4,5 кВт·год/нм³ Н₂, або 50,56 кВт·год/кг Н₂ [42].

Потенціал зеленого водню в Україні представлено в табл. 8.4 і на рис. 8.3.

Таблиця 8.4. Розподіл потенційного середньорічного виробництва зеленого водню

№з/п	Область	млн нм ³	тис. т
1	Автономна Республіка Крим	14 314	1274
2	Вінницька	9055	806
3	Волинська	5074	452
4	Дніпропетровська	24 692	2198
5	Донецька	20 516	1826
6	Житомирська	7515	669
7	Закарпатська	1170	104
8	Запорізька	21 029	1872
9	Івано-Франківська	1968	175
10	Київська	8263	735
11	Кіровоградська	13 711	1220
12	Луганська	20 646	1837
13	Львівська	5637	502
14	Миколаївська	19 032	1694
15	Одеська	22 173	1973
16	Полтавська	9818	874
17	Рівненська	5409	481
18	Сумська	7570	674
19	Тернопільська	4721	420
20	Харківська	17 517	1559
21	Херсонська	22021	1960
22	Хмельницька	7051	628
23	Черкаська	7138	635
24	Чернівецька	1753	156
25	Чернігівська	8598	765
Разом		286 390	25 489
26	Територіальні води та внутрішні водойми	218 742	19 468
Всього		505 132	44 957

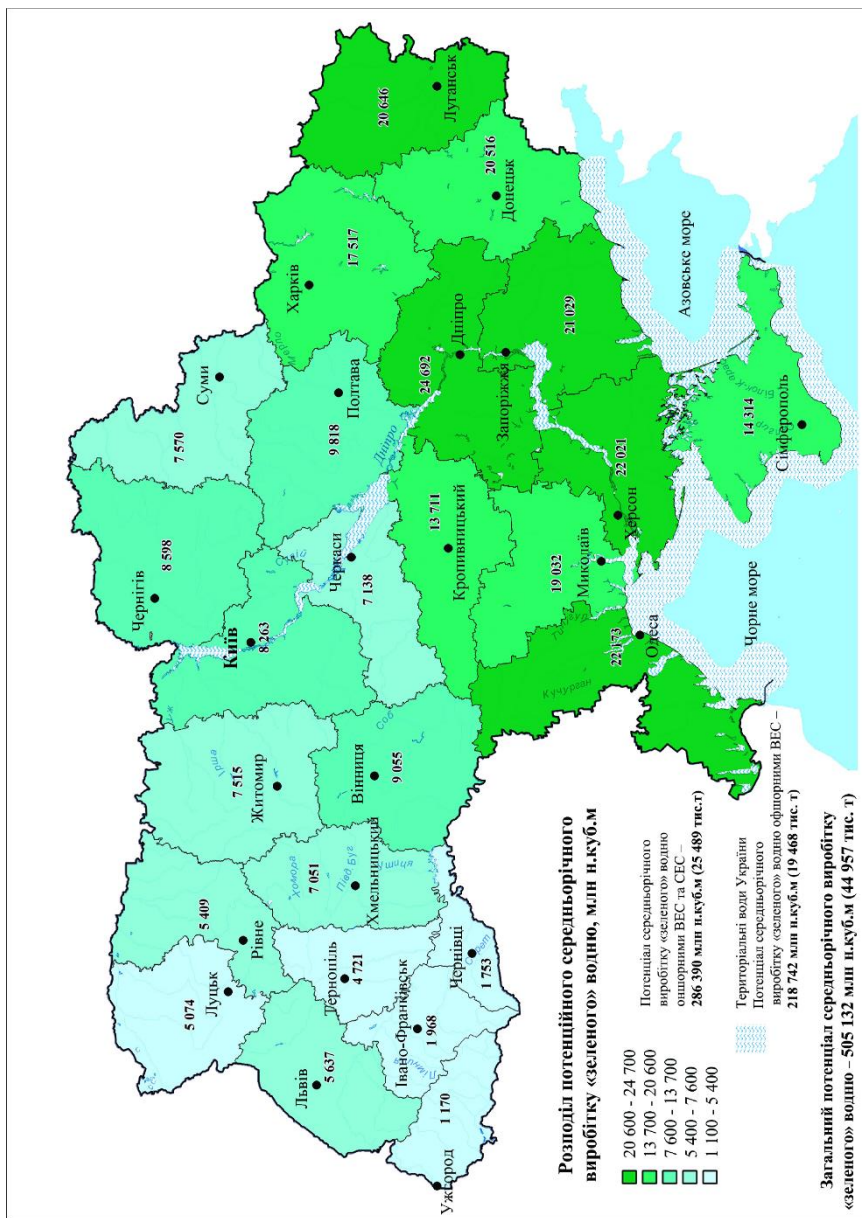


Рис. 8.3. Розподіл потенційного середньорічного виробітку зеленого водню на території України

Використання відновлюваної енергії вітру та сонячної енергії для забезпечення цілих секторів економіки створює серйозні проблеми, якщо не доповнюється воднем. Водень відіграватиме провідну роль в інтеграції великих обсягів відновлюваної енергії, в секторах транспорту, опалення та охолодження, які сьогодні важко декарбонізувати іншим способом.

Отримання водню має нульовий викид вуглецю при електролізі, водень може транспортуватися на великі відстані, що дозволяє розподіляти енергію між країнами, зберігає енергію протягом тривалих періодів часу, слугуючи необхідним системним буфером і забезпечуючи стійкість, дає змогу декарбонізувати широкий спектр кінцевого використання, забезпечуючи чисту генерацію й теплоту для транспортування і стаціонарних застосувань.

Водень стане основним енергетичним вектором, який дозволить забезпечити «Європу з нульовими викидами».

В Україні побудовою нової водневої економіки й розвитком водневої енергетики та залученням країни до водневого європейського енергетичного простору займається Енергетична асоціація «Українська Воднева Рада», яка в 2018 році першою в Україні й серед країн, що не належать до ЄС, стала членом підрозділу європейської комісії організації «Водень Європа» (Hydrogen Europe). Енергетичну асоціацію «Українська воднева рада» засновано з метою об'єднання зусиль представників енергетичного бізнесу, інвесторів, науковців та представників публічно-владної сфери у впровадженні енергетичної незалежності країни, збільшення енергетичної ефективності та реалізації української дорожньої карти водневої енергетики України.

«Українська Воднева Рада» представляє інтереси «Водень Європа» в Україні та займається просуванням України до європейської енергетичної спільноти, за її ініціатииви у м. Києві ініційовано та організовано один з найбільших водневих енергетичних форумів в Європі – «Вітрова та воднева енергетика-2018» та першу науково-практичну конференцію «Відновлювана та воднева енергетика 2018». Протягом 2021–2022 років експерти Української Водневої Ради брали активну участь у підготовці проекту Водневої стратегії України на період до 2050 року у складі Робочої групи при Міністерстві енергетики України [43].

В ІВЕ НАН України розроблено концепцію Дорожньої карти розвитку водневої енергетики України на період до 2035 року, яка була схвалена у квітні 2019 року в Ганновері на найбільшій європейській виставці, присвяченій водневим технологіям, представниками «Hydrogen Europe» [44].

Визначено основні положення для розроблення та реалізації завдань і заходів Дорожньої карти розвитку водневої енергетики України на період до 2035 року із забезпечення використання водню як екологічно чистого енергоносія, що з урахуванням положень «Енергетичної стратегії України на

період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», згідно з розпорядженням КМУ № 497-р від 06.06.2018 «Про затвердження плану заходів з реалізації етапу «Реформування енергетичного сектору (до 2020 року)», повинна забезпечити досягнення основної мети – підвищення ефективності освоєння енергії відновлюваних джерел та підвищення стабільності енергосистеми України за рахунок впровадження систем акумулювання.

Метою Дорожньої карти є створення водневої енергетики як нової енергетичної підгалузі України, яка впровадженням новітніх технологій, створенням вітчизняної наукової, науково-технічної, технологічної та виробничої інфраструктури поступово забезпечить значну частку потреб в екологічно чистому енергоносії енергетичної й транспортної галузі України та експортного ринку. Це сприятиме розвитку відновлюваної енергетики як пріоритетного напрямку державної політики і, відповідно, зменшенню споживання органічного палива та поліпшенню стану довкілля.

Досягнення мети Дорожньої карти забезпечується за рахунок розробки та реалізації державної політики у сфері водневої енергетики, створення економічних, фінансових та інституційних механізмів, які визначаються Дорожньою картою й обумовлюють діяльність всіх суб'єктів господарювання в напрямі забезпечення постійного прогресу в цій сфері.

Виконання заходів Дорожньої карти дасть можливість:

- розробити та впровадити ефективні енергосистеми на основі відновлюваних джерел енергії, забезпечені системами акумулювання, зберігання, транспортування та використання водню різного виду та потужності («зелений водень»);
- розробити та впровадити системи акумулювання, зберігання, транспортування та використання водню різного виду та потужності в традиційній енергетиці для накопичення пікової електроенергії («промисловий водень»);
- розробити та впровадити системи акумулювання та використання водню різного виду та потужності в транспортній галузі;
- розробити та впровадити системи трубопровідного транспортування водню, зокрема як добавки до природного газу;
- досягти 25%-ї частки водню в газотранспортній системі (ГТС) України;
- стимулювати приватні інвестиції;
- створити експортний ринок;
- розробити та впровадити механізми державного управління й регулювання у сфері водневої енергетики;

- розробити законодавчі та нормативно-правові акти, спрямовані на розвиток водневої енергетики;
- забезпечити ширше залучення об'єктів інтелектуальної власності до процесу розвитку водневої енергетики;
- підвищити рівень конкурентоспроможності об'єктів відновлюваної енергетики;
- виконати зобов'язання України щодо рівня використання ВДЕ відповідно до вимог Європейського Союзу;
- підвищити рівень енергетичної незалежності України за рахунок широкомасштабного освоєння енергії відновлюваних джерел, збільшивши їх частку в паливно-енергетичному балансі України.

Для впровадження ефективних заходів щодо механізму реалізації Дорожньої карти, зокрема економічно-правового, нормативно-методичного, інформаційного, кадрового та організаційно-керівного забезпечення, необхідно виконання таких основних завдань:

- проведення загальнодержавного аудиту різних галузей енергоринок України для встановлення можливих напрямів та обсягів впровадження техніки та технологій водневої енергетики до 2035 року;
- визначення основних напрямів розвитку водневої енергетики;
- створення бази даних щодо наявності та ефективності енергетичного обладнання для виробництва, зберігання, транспортування і споживання водню за всіма особливо перспективними та ефективними напрямками розвитку водневої енергетики, які вже законодавчо прийняті в ЄС;
- створення бази даних обладнання на основі відновлюваних джерел енергії, придатних для виробництва зеленого водню за рахунок електролізу води;
- створення бази даних регіонів з відповідним енергетичним водневим потенціалом та достатнім водним ресурсом, придатних для виробництва зеленого водню за рахунок електролізу води;
- визначення потенціалу первинних енергетичних ресурсів для виробництва зеленого водню;
- створення бази даних об'єктів традиційної енергетики, на яких є доцільним виробництво промислового водню за рахунок використання пікової електроенергії;
- розробка науково-технічних проєктів на основі зразків обладнання водневої енергетики світового рівня для виробництва, зберігання, транспортування водню, апробація та розробка рекомендацій щодо їх впровадження;
- будівництво базових демонстраційних об'єктів водневої енергетики за прийнятими для виробництва зеленого водню напрямками використання ВДЕ;

- розробка нормативно-правової бази та законів прямої й непрямої дії, що сприяють впровадженню розробок водневої енергетики на основі ВДЕ;
- проведення науково-технічних досліджень щодо створення вітчизняної техніки й технологій водневої енергетики;
- визначення механізмів реалізації, фінансового забезпечення та застосування методів економічного стимулювання заходів Дорожньої карти;
- формування інвестиційної політики у сфері водневої енергетики;
- залучення коштів усіх зацікавлених суб'єктів господарювання та забезпечення сприятливих умов для впровадження запропонованих заходів;
- формування і реалізація управління у сфері водневої енергетики;
- організація управління та контролю за ефективністю здійснення заходів Дорожньої карти та використання коштів;
- створення сертифікаційної та метрологічної бази;
- створення промислової бази для виробництва технічних пристроїв та обладнання, монтажу, експлуатації, ремонту й сервісу;
- створення профільної інфраструктури водневої енергетики на основі вже існуючих навчальних, проєктно-конструкторських та науково-дослідницьких організацій;
- створення освітньої бази та використання системи міжнародного співробітництва;
- впровадження першочергових розробок у галузі водневої енергетики на основі ВДЕ;
- організація інформаційного забезпечення та сприяння утворенню приватних і громадських організацій для розповсюдження відповідних знань та популяризації водневої енергетики.

Питання розвитку водневої енергетики України передбачається розв'язати шляхом виконання заходів щодо основних напрямів реалізації проєктів водневої енергетики високої енергоефективності з використанням різних відновлюваних джерел енергії та систем акумулювання й використання водню різного виду та потужності.

Дорожньою картою було передбачено виконання значного обсягу науково-дослідних, дослідно-конструкторських робіт, опрацювання нормативно-технічної документації дослідно-промислового будівництва, впровадження найефективніших проєктів у промислову експлуатацію, а також використання стандартних методів адміністративного контролю прийнятою в країні системою організації роботи й контролю виконання програм такого рівня з урахуванням міжгалузевого характеру деяких завдань Дорожньої карти.

Проблематика, на розв'язання якої спрямована Дорожня карта розвитку водневої енергетики України полягає в необхідності створення ефективних

систем виробництва, акумулювання, зберігання, транспортування та перетворення водню на енергію необхідної якості з використанням як первинного енергоресурсу відновлюваних джерел енергії. Розроблення та реалізація завдань і заходів Дорожньої карти розвитку водневої енергетики України забезпечить зміну структури паливно-енергетичного комплексу України збільшенням у ньому частки відновлюваних джерел енергії, підвищенням стабільності роботи енергетичного обладнання, ефективності та надійності електропостачання, а також зменшенням антропогенного та техногенного навантаження на довкілля.

Екологічна значущість результатів реалізації Дорожньої карти полягає в істотному зменшенні шкідливих викидів в атмосферу, що утворюються при згорянні органічного палива. Переваги водневої енергетики на основі відновлюваних джерел енергії у сфері екології повинні забезпечити додатковий економічний ефект.

Соціальна значущість реалізації Дорожньої карти полягає у створенні додаткових робочих місць як у процесі, так і в результаті її виконання в галузях наукової, виробничої, культурно-освітньої, правової, державної та громадської діяльності, а також у поліпшенні рівня надання послуг у соціальній і комунальній сферах України.

Основним завданням розробки об'єктів водневої енергетики при використанні як первинних енергоресурсів відновлюваних джерел енергії є дослідження оптимального структурування й функціонування енергетичного обладнання на основі різних видів відновлюваних джерел енергії, обладнання для виробництва, зберігання та використання водню, а також енергосистеми в цілому з урахуванням інтеграції в систему енергопостачання та енергоспоживання. Створення водневих енергосистем на основі відновлюваних джерел енергії потребує інженерних технічних і схемних рішень, розробки методичного забезпечення та методів оптимізації.

8.2. Виробництво водню

цей час застосовується багато різних промислово освоєних технологій виробництва водню, найпоширенішими з яких є парова конверсія метану та природного газу, газифікація вугілля, електролітичний розклад води та піроліз. Залежно від процесу виробництва водню в сучасній водневій енергетиці застосовують цілу гаму кольорових термінів, що слугують для його позначення. Найпоширенішими з них є такі [15, 45]:

- **білий** водень, що зустрічається в газоподібному стані в природі в підземних покладах;

- **сірий** водень отримують з вугільного палива під дією високих температур і тиску без уловлювання парникових газів. Сьогодні більшість

водню отримують з природного газу, при цьому в атмосферу потрапляє близько 9,3 кг CO_2 на 1 кг отриманого водню. Виробляється паровим риформінгом з викопного палива, переважно природного газу та газифікованого вугілля. Ціна сірого водню на сьогодні є найнижчою, але з часом буде збільшуватись через зростання цін на дозволи на викиди CO_2 ;

- **синій**, або **блакитний**, водень отримують за тими ж технологіями, що й сірий водень, але при цьому вловлюються викиди, щоб запобігти їх поширенню в атмосфері. Такі технології супроводжуються значно меншими викидами, однак приблизно 10–20 % утвореного CO_2 не можна вловити. Виробляється з викопного палива, переважно природного газу, вугілля та сирого бітуму, паровим риформінгом (SMR) без викидів CO_2 в атмосферу. При цьому CO_2 відокремлюється й захоплюється та зберігається (технологія CCS) або захоплюється та використовується (технологія CCU). Такий водень належить до низьковуглецевого викопного палива. При паровому риформінгу природний газ, який складається переважно з метану, реагує з парою під високим тиском і за високої температури з утворенням синтетичного газу, що складається з CO_2 , CO і H_2 . Синтетичний газ розділяють на складові, зокрема водень. Природний газ використовується і як сировина, і як паливо для отримання пари.

- **жовтий** (або фіолетовий) водень виробляється методом електролізу **води**, але за допомогою електроенергії з атомних електростанцій. Великі реактори атомних електростанцій доцільно використовувати для великомасштабного централізованого виробництва водню в непіковий період навантаження на електросистему;

- **зелений**, або **чистий**, водень отримують унаслідок електролізу води з використанням виключно відновлюваної енергії та в деяких випадках іншими методами, заснованими на біоенергетиці, – риформінгом або газифікацією твердої біомаси тощо.

Порівняно з електролізом води обсяг виробництва паровим риформінгом значно більший. Великий завод парового риформінгу може виробляти 120–240 т водню за добу, тоді як електролізер фірми Nel ASA здатний виробляти до 8 т водню за добу.

Однією з переваг технології отримання зеленого водню є можливість отримання дуже високої чистоти водню (щонайменше 99,999 %), він може бути використаний будь-де без додаткового очищення. Нині в Європейському Союзі діє понад 300 електролізерів, за допомогою яких виробляється менше 4 % загального виробництва зеленого водню, що пояснюється високою вартістю електролізерів, малою їх продуктивністю та попитом на електроенергію з відновлюваних джерел. Так, електролізер потужністю 1 МВт виробляє близько 200 m^3 водню за годину, що становить тільки 480 000 m^3 за безперервну 100-денну роботу. В цей час така технологія найефективніша в

регіонах, де є надлишок електроенергії з відновлюваних джерел, що забезпечує довгострокове зберігання енергії [15].

Результати вивчення технічних характеристик і технологічних параметрів установок з виробництва водню показують, що найприйнятнішими для вирішення задач у комплексі з відновлюваними джерелами енергії сьогодні є електролізні установки, на яких водень отримують методом розкладу води.

Завдяки достатній простоті й надійності отримання електролітичного водню, високій чистоті вироблених водню та кисню, високому ресурсу установок і можливості автоматизації процесу електролізу його використовують ціла низка промислових підприємств різних галузей та енергетика.

8.2.1. Технології виробництва водню

Електроліз води – один із найбільш досліджених процесів отримання водню; його перевагою є однастадійність і висока чистота отриманого водню (99,6–99,9 %).

За видом використовуваного електроліту електролізери поділяються на три основних типи:

- з водним лужним електролітом (робоча температура до 500 К);
- з твердим полімерним електролітом (робоча температура – до 423 К);
- з твердим оксидним електролітом (робоча температура – до 1300 К).

Лужний електроліз води є основним методом крупномасштабного виробництва електролітичного водню. Однак результати досліджень і розробок останніх років показали, що електролізери з твердополімерним електролітом вже незабаром можуть стати достатньо конкурентоздатними.

Економіка процесу отримання водню електролізом води в насамперед залежить від вартості електроенергії. Теоретично для отримання 1 м³ водню необхідно витратити 2,95 кВт·год електроенергії, але на практиці найефективніші електролізери тепер витрачають 4,3–4,6 кВт·год електроенергії. Для електролізу води використовується постійний струм, за допомогою якого вода розкладається на водень та кисень. Як сировина використовується вода. Теоретично для виробництва 1 кг водню потрібно 8,9 л води та 39 кВт·год електроенергії за температури 2 °С та атмосферного тиску. Процес виробництва водню електролізом води вигідно відрізняється від інших методів відносно простим апаратним та технологічним оформленням [5].

Використання електроенергії, отриманої від ВДЕ, для виробництва водню може бути реалізовано в різних варіантах, найприйнятнішим є пряме під'єднання через випрямляч для живлення електролізера. Досить перспективним може бути передача електроенергії від ВДЕ до електромережі, а її використання для виробництва водню відбувається на певній відстані.

Електролізери для отримання водню й кисню можна класифікувати за способом включення електродів, за устроєм корпусу, за способом поділу газів,

а також за тиском. За способом включення електродів електролізери поділяються на монополярні й біполярні. Монополярні електролізери включають комплект монополярних електродів, електрично з'єднаних паралельно. Біполярні електролізери містять набір біполярних електродів, поміщених між монополярними електродами. У цьому разі біполярні електроди включені послідовно.

Біполярні електроди характеризуються тим, що в них одна сторона поляризована позитивно (працює як анод), а інша – негативно (катод).

За устроєм корпусу електролізери поділяються на ящикові й фільтр-пресні. На рис. 8.4 і 8.5 представлені схеми моно- і біполярних електролізерів ящикового і фільтр-пресного типу [46].

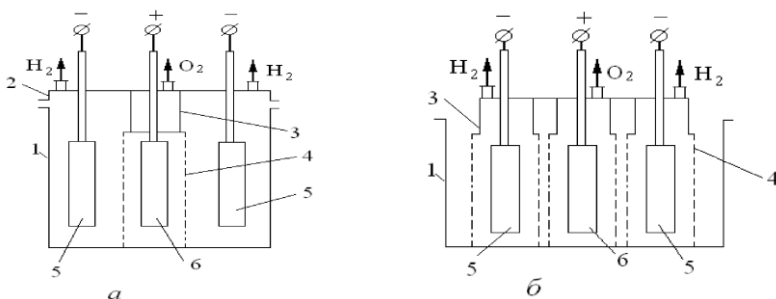


Рис. 8.4. Схема монополярного електролізера ящикового типу з герметичною кришкою (а) і з відкритим корпусом (б): 1 – корпус електролізера; 2 – кришка; 3 – резервуар для збору газу; 4 – діафрагма; 5 – катоди; 6 – анод

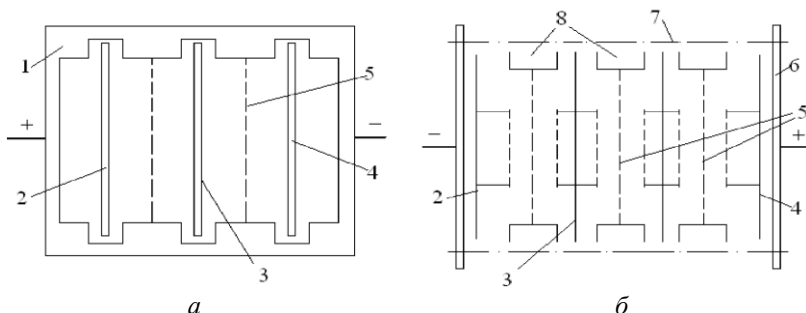


Рис. 8.5. Схеми біполярних електролізерів ящикового типу (а) і фільтр-пресного типу (б): 1 – корпус електролізера; 2 – анод; 3 – біполярний – діфрагмова рама

Електролізери можна розділити на пристрої, що працюють при атмосферному тиску, і пристрої, що працюють під тиском 1–4 МПа.

З метою зменшення втрат напруги в розчині електроліту за рахунок зниження його газонаповнення розроблені електроди з виносними робочими елементами – сітчасті, перфоровані чи просічені; подвійні електроди – перфоровані чи просічені, жалюзійні, пластинчасті й ін. Найпоширенішими в промисловості є біполярні електроди з виносними робочими елементами. При цьому всі конструкції належать до фільтр-пресного типу. Технологічна схема електролізу води складається з таких основних вузлів і стадій: вузол приготування електроліту; стадія очищення води на механічному та іонообмінному фільтрах; стадія електролізу з системами охолодження і циркуляції електроліту, регулювання й очищення газів. На рис. 8.6 показана технологічна схема одержання водню і кисню електролізом води [46].

Робочий розчин електроліту готують розчиненням твердого лугу з барабанів 1 у бак-розчинник 2. Отриманий розчин направляють в ємності 3 для коректування і подають в електролізер 21. Для запобігання корозії сталі в електроліт вводять 2–3 кг/м³ біхромату калію.

Вода, очищена від механічних домішок на фільтрі 4, направляється послідовно в колони 6, 7, заповнені катіоно- і аніонообмінною смолою відповідно, де проводиться глибоке очищення від домішок, і самопливом надходить у збірник 9, звідки насосом перекачується в живильний бак 10 і через промивник газу подається в електролізер 21.

Водень і кисень, отримані в процесі електролізу, у колонках 20 відокремлюються від розчину електроліту, що циркулює, і надходять у промивники-регулятори тиску газів 18 і 19, в яких гази охолоджуються й відмиваються від лугу. З промивників гази направляються через клапанні регулятори тиску 17 споживачеві. В разі потреби електролізні гази піддають додатковому очищенню. На насадкових фільтрах 11, заповнених скляною ватою, гази очищають від лужного туману. Очищення водню від домішок кисню проводять у контактному апараті 12 на нікель-алюмінієвому або нікель-хромовому каталізаторах при 100–130 °С.

Очищення кисню від домішок водню проводять у контактному апараті 13. Очищені гази подають до холодильників 14 і після охолодження передають на сушіння в осушувальні колони 15, заповнені силікагелем чи алюмогелем. Осушені гази через ресивери 16 направляють споживачам.

Електролітичний водень повинен відповідати таким вимогам: вміст Н₂ – не менше 99,7 об'ємних %, вміст О₂ – не більше 0,3 об'ємних %.

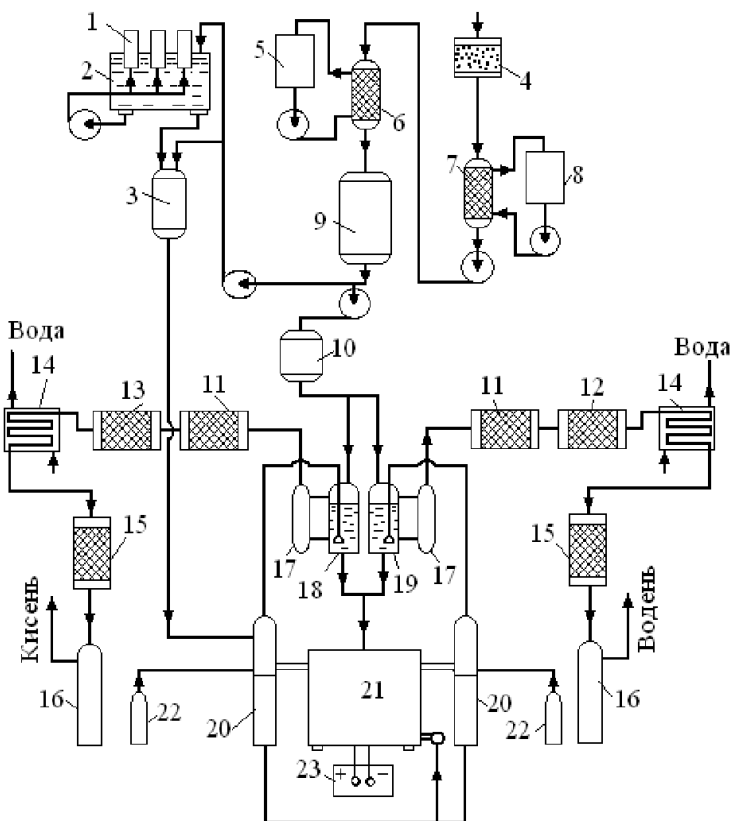


Рис. 8.6. Технологічна схема одержання водню і кисню електролізом води:

1 – барабани з лугом; 2 – бак-розчинник; 3 – ємності; 4 – фільтр для очищення води від механічних домішок; 5 – ємність для кислотного регенераційного розчину; 6, 7 – іонообмінні колони; 8 – ємність для лужного регенераційного розчину; 9 – збірники очищеної води; 10 – живильний бак; 11 – фільтри для очищення газів від лужного туману; 12 – апарат для каталітичного очищення водню; 13 – апарат допалу домішок водню і кисню; 14 – холодильники газів; 15 – осушувачі газів; 16 – ресивери водню і кисню; 17 – клапанні регулятори тиску газів; 18, 19 – кисневий і водневий промивники-регулятори перепаду тиску газів; 20 – розділові колони; 21 – електролізер; 22 – балони з азотом для продування електролізера; 23 – перетворювач струму

Відділення електролізу оснащено приладами для автоматичного контролю й регулювання процесом, системою блокування. Струмове навантаження регулюється залежно від продуктивності. Подавання холодної води здійснюється автоматично, при цьому параметром, за яким відбувається регулювання, є температура в різних точках електролізера. В разі відхилення рівня електроліту від регламентованих норм відбувається автоматичне відключення електролізера. Автоматичне відключення установки можливе в разі підвищення тиску газів, збільшення температури електроліту й зниження чистоти одного з газів. Останнє здійснюється за сигналом від автоматичних газоаналізаторів, що безупинно контролюють якість електролізних газів [46].

Промислові установки для одержання водню й кисню електролізом води є джерелом підвищеної небезпеки. Порушення технологічного режиму може призвести до створення вибухонебезпечних сумішей водню з повітрям, до ураження обслуговуючого персоналу електричним струмом і до хімічних опіків лугом.

Для безпеки процесу електролізу необхідно запобігти можливості утворення вибухонебезпечних концентрацій. З цією метою здійснюється безупинний контроль складу газів, що виходять з електролізерів: щонайменше раз на зміну роблять аналіз газів.

Щоб уникнути ураження персоналу електричним струмом електролізери забезпечують огороженнями, а навколо електролізерів укладають гумову доріжку. Під час відборів газових проб апаратник має бути в гумових рукавичках і гумовому взутті. Для захисту від хімічних опіків персонал забезпечується бавовняним спецодягом і захисними окулярами.

8.2.2. Напрями удосконалення процесу електролізу води

Основні задачі при удосконаленні процесу електролізу води полягають у зниженні питомих витрат енергії, збільшенні одиничної потужності електролізерів та зниженні капітальних вкладень.

Для удосконалення процесу можуть бути використані:

- зниження напруги на електродах за допомогою активування поверхні електродів каталітичними добавками;
- розвиток робочої електродної поверхні при розробці спеціальних конструкцій електродів (наприклад, пористі електроди), що забезпечують відведення газів із зони електролізу;
- підвищення робочої температури електролізу;
- підвищення тиску в електролізері;
- застосування нових конструкційних і захисних матеріалів.

Одним зі шляхів інтенсифікації процесів електролізу води є використання твердих електролітів.

Інтерес становить комбінований метод, включно з електролізом з утворенням на катоді водню, а на аноді – продуває змогу знизити напругу і витрати електроенергії за рахунок зменшення напруги розкладання, зниження перенапруги виділення водню й омичного спадання напруги. Внаслідок термічного розкладання анодного продукту одержують вихідну сполуку, яку знову використовують на стадії електролізу. Для одержання водню запропонована ціла низка процесів, заснованих на різних термоелектрохімічних циклах [46].

Основною проблемою при створенні удосконалених електролізерів лужного типу, що працюють за температур 100–120 °C і тиску 0,1–0,5 МПа, є створення нових електродних та сепараційних матеріалів [5].

У сучасній науці пропонують такі можливості для підвищення ефективності й здешевлення електролізу води:

- проведення електролізу за підвищених температур (127–1027 °C);
- використання високого тиску;
- активація і збільшення поверхні електродів з метою зниження перенапруги та інтенсифікації процесу електролізу;
- зменшення відстані між електродами до контакту з діафрагмою;
- використання твердих електролітів;
- підвищення густини струму на електродах;
- укрупнення одиничних апаратів.

Лужний електроліз води є основним методом крупномасштабного виробництва електролітичного водню. Проте результати досліджень і розробок останніх років показали, що конкурентоздатними вже незабаром можуть стати електролізери з твердополімерним електролітом.

Іноземні фірми, що працюють у галузі електролізу води, як-от Proton Energy Systems Inc., HSSI Electrolyzer, H2Gen Innovation Inc. та інші, орієнтовані в передусім на виробництво лужних електролізерів великої продуктивності. Значних успіхів щодо їх створення та реалізації в цей час досягли фірми Norsk Hydro Electrolysers (Норвегія), Stuart Energy Systems (Бельгія), Teledyne Inc. (США).

Французька компанія McPhy Energy, що спеціалізується на водневих рішеннях для промислового й енергетичного зберігання, та італійська група De Nora, провідний світовий постачальник електрохімічного обладнання та послуг, домовились щодо технологічного партнерства – De Nora постачатиме McPhy Energy активовані електроди для лужних водневих електролізерів нового покоління. Італійська група De Nora представляє своїм клієнтам безпечні, інноваційні й стійкі енергоощадні електрохімічні технології та екологічно чисті рішення, які об'єднують унікальні функції безпеки й енергетичної незалежності в різних секторах відновлюваної енергетики та

промисловості. De Nora передбачає розвивати технології електролізу води за допомогою своїх запатентованих високоефективних електродів, що використовуються в різних галузях і застосуваннях [47].

Впровадження електролізерів з полімерною електролітною мембраною (PEM) у великому масштабі дотепер не було можливим, оскільки для цього були потрібні недорогі модулі, які легко інтегруються до більших електролізерних систем і масштабні автоматизовані виробничі потужності. Зараз ITM Power запропоновані інновації в галузі конструювання модулів і технологій їх виготовлення, які дозволять вирішити ці проблеми, а також знизити вартість електролізерів [48].

Американська воднева компанія Plug Power Inc постачатиме контейнерні електролізерні модулі Plug потужністю 5 MWt для проєктів екологічного водню, призначені для першого в історії промислового використання зеленого водню у виробництві скла, сталі та переробці алюмінію. Електролізери PEM (протонообмінна мембрана) розроблені як стандартизована система «під ключ» і ідеально підходять для зниження витрат і зменшення складності впровадження екологічних водневих проєктів [49].

Високотемпературну технологію електролізу CEA в промислових масштабах впроваджує Genvia. Електроліт являє собою тверду, щільну, газонепроникну мембрану на керамічній основі – оксид цирконію, стабілізований оксидом ітрію, цирконій ітрію. Водневий електрод створено з металокерамічного композитного матеріалу з нікелю та ітрієвого цирконію, а кисневий – із суцільнокерамічного матеріалу перовскітної структури. Принцип дії такий: водяна пара надходить через водневий електрод, який дисоціює під дією електричного струму та високої температури (між 700 і 800 °C). Лужні та PEM-технології мають ефективність теплотворної здатності від 72 до 80 %, тоді як ефективність запропонованого електролізера досягає 99 % [50].

Дослідники пропонують використання в електролізерах PEM мембран Nafion™ PEM, що мають підвищену міцність, довговічність і стабільність протягом усього терміну експлуатації [51].

Важливим аспектом водневої енергетики є вартість водню, отриманого в процесі електролізу води, що значною мірою залежить від вартості електроенергії та вартості обладнання для виробництва водню. Економіка процесу отримання водню електролізом води насамперед залежить від вартості електроенергії. Міжнародним агентством з відновлюваних джерел енергії (IRENA) викладено стратегії зменшення витрат на електролізери постійними інноваціями, підвищенням продуктивності й підвищенням рівня з мегават (MWt) до рівнів мультігигават (GWt). Основними висновками є такі [52]:

- Проектування та конструкція електролізера – збільшення розміру модуля та інновації зі збільшенням виробництва стеків істотно впливають на вартість. Збільшення розміру установки з 1 МВт, типового в 2020 році, до 20 МВт може зменшити витрати більш ніж на третину. Оптиміальні конструкції системи максимізують ефективність і гнучкість.

- Економія від масштабу – збільшення виробництва стеків за допомогою автоматизованих процесів на виробничих потужностях у гігаваттах може сприяти поступовому зменшенню витрат.

- Ефективність та гнучкість в експлуатації – блок живлення несе великі втрати ефективності при низькому навантаженні, обмежуючи гнучкість системи з економічного погляду.

- Промислове застосування – розробка та експлуатація систем електролізу можуть бути оптимізовані для конкретних застосувань у різних галузях промисловості.

Амбіційний енергетичний перехід, узгоджений з ключовими міжнародними кліматичними цілями, приведе до швидкого скорочення витрат на зелений водень. Траєкторія, необхідна для обмеження глобального потепління при температурі 1,5 °C, може здешевити електролізери на 20 % до 2030 року [52].

При роботі дуже великого електролізера потужністю 1 ГВт, що працює з ефективністю 75 % 8000 год на рік, річне виробництво водню становитиме 0,15 млн т водню і витрату 3 млн т води (з розрахунку 20 кг води на кілограм водню) [53].

Розроблено більш компактне й гнучке, з неперевершеним на цей час терміном служби нове обладнання, призначене як для промисловості, так і для енергоринків, що забезпечить значне поліпшення технічних і економічних можливостей. Комплексна система отримання електролітичного водню компактна, має високі показники ефективності й експлуатаційну стабільність; обладнання об'єднано в один контейнер [54]. Бельгійські генератори водню фірми Stuart Energy Systems продуктивністю до 120 $\text{nm}^3\text{H}_2/\text{год}$ складаються з двох блоків: джерела струму і власне електролізера; постачання здійснюється у повному зібранні, у вигляді двох контейнерів, впровадження яких не потребує окремих будівель. Аналогічні установки з дещо іншою елементною базою виготовляє фірма Norsk Hydro Electrolysers. Над створенням і побудовою масштабних проєктів з виробництва зеленого водню з використанням енергії вітру як первинного ресурсу та із застосуванням електролізерів великої потужності працюють різні наукові установи, компанії в різних країнах світу, що демонструють різні підходи та напрями.

Компанія Evolve Hydrogen, переможець премії Міністерства енергетики США «Hydrogen Shot Incubator Prize» пропонує революційну технологію

екологічної енергетики, розроблену, щоб зробити водень доступним і зручним – Evolve™. Унікальний масштабований електролізер на полімерній основі може масово вироблятися на місці. Evolve™ – це перше рішення для електролізу водню, яке може використовувати для отримання водню природні джерела води – ґрунтову, водопровідну і навіть морську воду без опріснення (рис. 8.7) [55].



Рис. 8.7. Масштабований електролізер на полімерній основі

Компактніше нове обладнання, призначене як для промисловості, так і для енергетичних ринків, забезпечить значне поліпшення технічних і економічних можливостей. Як приклад сучасних водневих генераторів показано комплексну систему отримання електролітичного водню – компактну, з високими показниками ефективності й експлуатаційною стабільністю, в якій все обладнання об'єднано в один контейнер (рис. 8.8) [47].



Рис. 8.8. Комплексна система отримання електролітичного водню

Установка складається з двох блоків. Блок установки для отримання водню має у своєму складі панель управління генератора водню, випрямляч, трансформатор, розподільчу коробку й розподільчий пристрій, систему демінералізованої води та блок поповнення води.

Створенням, удосконаленням та впровадженням електролізної техніки досить активно і давно займаються вітчизняні наукові, проєктувальні та виробничі установи й компанії. Електролізери з використанням активного газопоглинального електрода розроблені в Інституті проблем машинобудування НАН України (ІПМаш НАН України, м. Харків). У пропонованій конструкції електролізера реалізується розроблена технологія розділення процесів виділення водню й кисню в часі, тобто процес роботи електролітичної системи стає циклічним – складається з почергових періодів виділення водню і кисню. Розроблений варіант електролізера забезпечує отримання водню і кисню за тиску 150 атм (15 МПа) без використання компресора. Електролізне обладнання, що працює за цим принципом, забезпечує:

- зниження енергозатрат – у дослідних зразках питомі витрати становлять 3,85–4,10 кВт·год/м³;
- обмеження тиску отриманих газів лише міцністю конструкції;

- відсутність у конструкції іонообмінних мембран, що підвищує надійність та безпеку експлуатації;
- відсутність необхідності використовувати рідкоземельні метали;
- досягнення чистоти отриманих газів – 99,98 % для H_2 та 99,95 % – для O_2 .

В ІПМаш НАН України сформовані науково-технічні принципи створення електрохімічних водневих акумуляторів енергії та запропоновано шляхи оптимізації їх роботи на змінних режимах, характерних для реальних умов експлуатації енерготехнологічних комплексів на базі ВЕУ. Проведено роботи, спрямовані на розробку, проектування й оптимізацію конфігурації електролізерів, виготовлення та монтаж компонентів енерготехнологічного комплексу (ЕТК), створення спеціалізованої системи керування, а також оснащення її відповідним програмним забезпеченням для оптимізації режиму роботи ЕТК. Важливою складовою забезпечення надійної та ефективної роботи енерготехнологічного комплексу є синхронізація роботи ВЕУ і системи генерації газів. Отримані дані про конструктивні рішення електролізної техніки й особливості її експлуатації в технологічних схемах дозволили розробити оригінальні алгоритми автоматичного керування основними елементами системи й створити технічну базу для його реалізації. Буферна воднева система, що складається з електролізера і системи зберігання водню, органічно вписується в енерготехнологічну схему ВЕУ, забезпечуючи вирішення проблеми подачі енергії споживачеві в період відсутності вітру [56].

Вітчизняна компанія «ІНФОКОМ ЛТД» володіє технологією виробництва зеленого водню методом електролізу води. Процес складається з кількох технологічних потоків, метод виробництва – постійний, циклічний і регулюється технологічним регламентом. У 2009–2010 роках компанія автоматизувала виробництво водню на Запорізькому заводі напівпровідників [57].

8.3. Методи зберігання й транспортування водню

Водень, як і більшість газів, може достатньо ефективно зберігатися в будь-якому стані. В цей час використовуються та перебувають у стадії розробки такі форми зберігання й транспортування водню:

- газоподібний водень (газгольдери, підземні сховища тощо);
- стиснений газоподібний водень (балони, ресивери, трубопроводи, підземні сховища);
- зберігання водню у зв'язаному стані у вигляді хімічних сполук та гідридів металів;
- зберігання водню в рідкому стані (криогенна форма).

У табл. 8.5 надані питомі енергетичні характеристики різних форм зберігання водню [5].

Таблиця 8.5. Питомі енергетичні характеристики різних форм зберігання водню

Спосіб зберігання	Питомий вміст водню		
	кг/м ³	ГДж/м ³	кВт·год/м ³
Газоподібний Н ₂ , 300 К, 10 МПа надл.	7,7	1,09	300
Рідкий Н ₂ , 20 К	71	9,98	2770
Твердий Н ₂ , 13 К, 0,007 МПа надл.	86	12,2	3390
Гідриди: LaNiH _{6,7}	85	12,0	3330
FeTiH _{1,95}	96	13,5	3750
MgNiH ₄	81	11,4	3170
Активне вугілля (кріогенно-адсорбційне зберігання при 78 К та 4,2 МПа надл.)	26	3,7	1030

Найбільш освоєним у цей час є зберігання стисненого під високим тиском газоподібного водню у воднестійких балонах. Технічно вирішеною є проблема використання стисненого водню, використання сучасних матеріалів гарантує високу надійність водневих балонів. Однак їх застосування значно збільшує масу автомобіля і зменшує корисну площу – балон з 1 кг стисненого при 70 МПа водню займає в 7,5 раза більше місця, ніж енергетично еквівалентна кількість бензину [5]. Трудність полягає в тому, що необхідні міцні ємності, що витримують сотні атмосфер і не є проникними для молекул водню. Таким вимогам значною мірою задовольняє продукція фірм Quantum, Dynatek, і Nissan – що постачають на ринок композитні балони (тришарові вуглецево-волоконні, футеровані зсередини алюмінованим поліефіром), які витримують тиск до 70 МПа.

За кімнатної температури й нормального атмосферного тиску водень займає приблизно в 3 тис. разів більший об'єм, ніж бензин з таким самим енергетичним еквівалентом. Тому для заправки автотранспорту необхідно використовувати такі форми зберігання водню, які можуть забезпечити відповідну кількість енергії – стиснений водень, водень у кріогенному стані або водень в наноматеріалах. Рідкий водень зберігається в посудинах Дьюара по 6,5 кг, за температури 20 К рідкий водень займає 1/700 об'єму водню в газоподібному стані. За тиску 80 МПа газоподібний водень практично

зрівнюється з рідким воднем за показником питомого об'ємного енергетичного вмісту і значно поступається рідким паливам водню [5].

Одним зі способів зберігання водню є застосування гідридів металів, однак за масо-габаритними показниками цей спосіб навіть при використанні найефективніших гідридів – залізо-титанових та нікель-магнієвих – поки що поступається криогенному методу зберігання. Розвиток криогенних технологій із застосуванням наднизьких температур дозволяє без особливого зменшення корисного об'єму автомобіля зберігати на його борту запас водню, достатній для пробігу 500 км і більше.

Останнім часом виконуються роботи щодо створення систем зберігання водню з використанням фулеронів, вуглецевих нановолокон і вуглецевих нанотрубок. У цьому разі застосовується метод зворотної сорбції водню, найчастіше як сорбенти застосовують підготовлені різними способами сорти активованого вугілля. Деякі теоретичні оцінки передбачають можливість подальшого підвищення значень масової щільності.

На виробництво та стиснення 1 кг водню витрачається 60 кВт·год електроенергії, ціна водню в цьому разі становить близько 6,00 дол. США за 1 кг при вартості електроенергії 10 центів/кВт·год. Виробництво та стиснення 1 кг водню з природного газу коштує в середньому 3 дол. Удосконалення електролізерів і технології паливних елементів від ITM Power привело до зниження вартості електролізу води, сприяючи тому, що виробництво водню з автономних відновлюваних джерел стало економічно ефективним (порівняно з вуглеводневим паливом), зручним для стаціонарного використання та для заправки транспорту [58].

Перспективним може стати зберігання водню в підземних сховищах із соляним склепінням, а також у відпрацьованих нафтових і газових родовищах, що забезпечує зберігання великих обсягів газоподібного водню протягом багатьох років. Про особливості підземного зберігання водню йдеться нижче.

Через високу леткість та низьку об'ємну енергетичну щільність водню його транспортування й зберігання є складними завданнями. Підземне зберігання водню – один з найефективніших способів зберігання енергії на тривалий період. Це особливо важливо для України, яка має значний потенціал розвитку відновлюваних джерел енергії, таких як сонце і вітер, що дозволяє отримувати великі обсяги зеленого водню.

Основними місцями для підземного зберігання водню є:

- Підземні сховища у водоносних горизонтах, які можуть забезпечити довготривале зберігання водню, проте важливо враховувати вплив водню на хімічний склад і тиск в аквіфері, а також можливі екологічні ризики.
- Сховища у виснажених родовищах вуглеводнів. Оскільки родовища вже вивчені та експлуатувалися, метод має перевагу у вигляді меншого

геологічного ризику і значно знижує витрати на створення сховищ. Однак потрібно враховувати хімічну активність водню та можливі зміни у властивостях порід.

- Соляні каверни для зберігання водню – технологія дозволяє створювати великі сховища з високою щільністю зберігання, але потребує значних витрат на створення та підтримку, також є ризик витоків.

Можливе також створення підземних сховищ водню з нуля в непроникних породах або в породах-колекторах за наявності відповідних пасткових умов, але це потребує значних витрат через недостатню геологічну інформацію та відсутність інфраструктури.

Варто зазначити, що виснажені газові родовища та водоносні горизонти досі не використовувались для зберігання чистого водню – у цих об'єктах зберігають так звану мікстуру або міський газу (суміші водню, монооксиду вуглецю, метану та інших летких вуглеводнів). З 1950-х до 1980-х років деякі сховища використовувалися для зберігання газової суміші з умістом до 50–60 % водню, проте траплялися випадки втрати водню через мікробіологічні процеси, такі як метанування і редукція сульфатів, що взаємодіють з воднем і знижують його концентрацію. Наразі в Австрії реалізується проєкт Underground Sun Storage 2030, що його веде компанія RAG Austria. Нещодавно було оголошено про початок закачування водню в пористий резервуар, а в червні 2024 року розпочалася перша фаза відбору водню. У січні 2024 року стартував проєкт EUH2STARTS, також під керівництвом RAG Austria за підтримки Європейського Союзу, метою якого є демонстрація масштабного підземного зберігання водню у виснажених природних газових родовищах. У травні 2024 року в Німеччині в межах проєкту Uniper HyStorage оголосили попередні результати після закачування суміші з 5 % водню у виснажену газову пористу формацію. Майже 90 % водню вдалося успішно відновити. Інтенсивність мікробіологічних процесів не була критичною, тож попередні результати досліджень можна вважати обнадійливими [59].

Щодо соляних каверн для зберігання водню з високою концентрацією (95 % H_2), то такі об'єкти експлуатуються з 70-х років минулого століття. З 1972 року в Тіссайді (Велика Британія) успішно зберігали водень (95 % H_2 і 3-4 % CO_2) на глибині 400 м, а з 1983 року на узбережжі Мексиканської затоки (США) компанія Conoco Phillips зберігала водень (95 % H_2 і 3-4 % CO_2) на глибині 1000 м [60]. У Німеччині в м. Кіль реалізується проєкт газового сховища для водню з концентрацією 60 % H_2 . У зв'язку з проєктами, що використовують водоносні горизонти, варто згадати Кетцин (Німеччина), Лободіце (Чехія) та Бен (Франція). З весни 2024 року у Франції та Німеччині реалізується проєкт FrHyGe, який передбачає перепрофілювання підземних сховищ для природного газу в соляних тілах на сховища для водню.

Основні характеристики деяких з цих підземних сховищ водню представлені на табл. 8.6 і 8.7 [59, 60].

Таблиця 8.6. Приклади зберігання водню в соляних кавернах

Назва родовища	Країна	Глибина (м)	Об'єм (м³)	Умови експлуатації	H ₂ (% на об'єм)
Teesside	Велика Британія	400	3 x 70 000 кожне	45 бар	95
Clemens	США	1000	580 000	70–137 бар	95
Moss Bluff	США	1200	566 000	55–152 бар	95
Kiel	Німеччина	-	32 000	100 бар	60

Таблиця 8.7. Приклади зберігання водню у водоносних горизонтах

Назва родовища	Країна	Глибина (м)	Об'єм (м³)	Умови експлуатації	H ₂ (% на об'єм)
Lobodice	Чехія	400–500	-	90 бар/34 °C	54
Beynes	Франція	430	3.3 x 10 ³	-	50
Ketzin	Німеччина	200–250	-	-	62

Розглянемо основні переваги підземного зберігання зеленого водню в Україні. В Україні є добре розвинена інфраструктура транспортування та підземного зберігання природного газу. Зокрема, в Україні було створено 14 великих підземних сховищ газу (ПСГ) загальною ємністю понад 31 млрд м³ [61]. Дванадцять українських ПСГ створено на місці виснажених родовищ вуглеводнів. Два – Червонопартизанське та Олишівське – були створені на базі водоносних структур. Більче-Волицько-Угерське ПСГ – найбільше не лише в Україні, а й в усій Європі й може вмістити понад 17 млрд м³ природного газу [61]. Близькість цього та інших найбільших українських ПСГ до Європи а також наявність добре розвинутої газотранспортної інфраструктури може вважатися сприятливим чинником створення в майбутньому на їх базі потужностей для підземного зберігання та транспортування водню за умови проведення необхідних підготовчих робіт.

В Україні є сприятливі геологічні умови для зберігання водню, зокрема завдяки наявності покладів солі та виснажених газових родовищ. Одним з перспективних варіантів для створення підземних сховищ водню є соляні структури на заході країни (Львівська та Івано-Франківська області), родовища на півдні та соляні куполи Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Ці геологічні об'єкти можуть бути використані для зберігання водню, оскільки

здатні витримувати високий тиск та забезпечувати мінімальні втрати газу. Важливу роль у виборі таких об'єктів відіграють розміри та геометрія відповідних структур. Розміри деяких соляних тіл ДДЗ є великими, що збільшує їх привабливість. Крім того, геолого-геофізичні дослідження цих структур, пов'язані з нафтогазовими родовищами, дозволяють знизити витрати й прискорити процес підготовки об'єктів для експлуатації. Більшість таких соляних тіл розташовані поблизу нафтогазової інфраструктури, що є додатковою перевагою.

Одним з ключових аспектів розвитку підземних сховищ водню є техніко-економічна оцінка таких проєктів. Підземне зберігання водню потребує високих стандартів безпеки, особливо при зберіганні під високим тиском. Оцінка впливу водню на геологічні породи, які утримують газ, та на наявну інфраструктуру необхідна для забезпечення стабільної роботи об'єктів.

Підземне зберігання зеленого водню в Україні має великий потенціал завдяки наявності необхідної геологічної інфраструктури та необхідності забезпечення стабільності енергетичної системи. Зелене виробництво водню може стати важливим елементом у скороченні викидів парникових газів та переході до екологічно чистої енергетики. Україна має стратегічні можливості стати важливим гравцем на європейському ринку водневих технологій за умови ефективного розвитку підземного зберігання водню як частини сталого розвитку «зеленої» водневої економіки.

Показником порівняння різних методів зберігання водню є густина енергії. Показники різних методів зберігання водню в порівнянні з показниками зберігання еталонних палив показано в табл. 8.8 [5].

Таблиця 8.8 Характеристики різних методів зберігання водню в порівнянні з показниками зберігання еталонних палив

Паливо	Кількість умовного палива в 1 т палива, т у.п.	Чисте паливо (1 т у.п.)		Паливо (1 т у.п.) + контейнер	
		кг	м³	кг	м³
Бензин	1,640	610	0,85	690	0,91
Нафта	1,429	705	0,79	790	0,85
Мазут	1,391	720	0,75	800	0,81
Метанол (рідина 0,1 МПа)	0,780	1280	1,61	1360	1,67
Аміак (рідина, 300 К)	0,830	1210	1,77	1930	3,30
Метанол газоподібний 15 МПа, 300 К	1,71	585	5,50	6400	7,80

ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

Паливо	Кількість умовного палива в 1 т палива, т у.п.	Чисте паливо (1 т у.п.)		Паливо (1 т у.п.) + контейнер	
		кг	м³	кг	м³
Метан рідкий, 0,1 МПа	1,71	585	1,40	750	5,60
Водень газоподібний, 15 МПа, 300 К	4,1	244	18,1	23 800	25,6
Водень рідкий, 0,1 МПа, 20К	4,1	244	3,5	1860	12,2
Гідриди: MgH ₂		3160	2,25	3640	3,80
MgNiH ₂		6600	4,60	7150	6,30
VH ₂		11 750	2,20	12 600	3,80
LaNiH ₆		21 500	4,00	23 350	6,70

Перспективним методом одночасного зберігання й транспортування водню є водневі трубопроводи, які, попри досить великі витрати на їх встановлення, є найдешевшим способом зберігання й транспортування водню. Водень можна транспортувати і розподіляти трубопроводами так само, як природний газ. Оскільки трубопроводи прокладаються під землею, що не порушує природного ландшафту, і займають менше земельної площі, ніж повітряні електричні лінії. Передача енергії у формі газоподібного водню трубопроводом, діаметром 750 мм на відстань понад 80 км, коштуватиме дешевше, ніж передача тієї ж кількості енергії у формі змінного струму підземним кабелем [62].

Необхідно відзначити, що практика постачання водню трубопроводами вже напрацьована і є звичайною складовою виробництва в комплексах крекінгу нафти при високотемпературній переробці нафти та її фракцій для отримання моторного палива, мастил тощо. Великі обсяги водню постійно розповсюджуються у всьому світі з використанням різних способів зберігання й транспортування, але в цьому разі йдеться про промислові потреби. У разі створення ширшої інфраструктури споживання з доставкою водню окремим споживачам необхідно буде розробляти окремі підходи. Кожен проєкт повинен враховувати всі фактори, що впливатимуть на його енергетичну та економічну ефективність. Так, при виробництві великих обсягів водню його транспортування й розповсюдження може бути доцільним за допомогою трубопроводів, а в енергосистемах малої та середньої потужності доцільним є забезпечення особистих потреб та постачання користувачам на близькій відстані.

Передавання електроенергії проводами коштує дуже дорого: вона становить близько третини собівартості енергії для споживача. Для того щоб знизити витрати, будують лінії електропередачі дедалі вищої напруги. Але повітряні високовольтні лінії вимагають відчуження великої земельної площі, крім того вони уразливі для сильних вітрів та інших метеорологічних чинників. Підземні кабельні лінії електропередачі коштують у 10–20 разів дорожче, і їх прокладають лише у виняткових випадках (наприклад, коли це викликано потребами архітектури або надійності) [62]. Під час передавання електроенергії на великі відстані витрати на спорудження ліній електропередачі перевищують витрати на спорудження трубопроводів для транспортування газу. Крім того, значними є й втрати електроенергії, які для ліній електропередачі довжиною 2000 км і більше досягають 15 %. Розрахункові витрати на магістральний транспорт водню на великі відстані за однакової потужності в 3–5 разів менші, ніж витрати на передавання електроенергії.

Однак найефективнішим, як і в багатьох інших практиках, може бути комплексний підхід щодо поєднання кількох варіантів зберігання, транспортування й розповсюдження водню. Надзвичайно актуальним для України є додавання зеленого водню до природного газу, використовуючи вже існуючі магістральні трубопроводи для транспортування природного газу. Трубопроводи для водню дорожчі за міжміські лінії електропередачі. Водень має приблизно втричі більший об'єм, ніж природний газ тієї ж теплоємності, водень прискорює руйнування сталі, що підвищує експлуатаційні витрати та об'єми витоків. Тому водень вигідніше виробляти безпосередньо на місці використання. Впровадження водневої енергетики потребуватиме величезних інвестицій в інфраструктуру для зберігання та розподілення водню [63].

У міждисциплінарному науково-технічному дослідницькому центрі (Лемонті, штат Іллінойс), який фінансується федеральним бюджетом, досліджувалось змішування водню з 30 % об'єму в існуючі газопроводи природного газу. Встановлено, що, хоча це створює такі проблеми, як підвищений ризик витоків та зміни максимально допустимого робочого тиску (Maximum Allowable Operating Pressure - MAOP), Національна лабораторія відновлюваної енергії (NREL) визначила можливі рішення. Серед них – заміна ділянок трубопроводів, недостатніх для транспортування водню, на відповідні за матеріалом і товщиною, зациклювання трубопроводу та додавання компресорних станцій. Незважаючи на можливість збільшення капітальних та експлуатаційних витрат, зациклювання трубопроводу є найбільш економічно ефективною стратегією. Загальний вплив цих модифікацій на вартість поставленої енергії виявився мінімальним, що забезпечує ефективну інтеграцію водню в існуючу енергетичну інфраструктуру без істотного збільшення вартості постачання енергії [64].

Світовий лідер – Bureau Veritas – надав позитивну оцінку водневим випробуванням газорегулювального обладнання виробництва RGC Production. Українська продукція у всіх режимах випробувань підтвердила надійну роботу з розподілу газової суміші з 20 % водню. Це відкриває для неї європейські ринки, на яких уже починають використовувати газоводневі суміші в межах упровадження Європейського зеленого курсу (European Green Deal). В Україні також завершується підготовка до тестування водню для опалення житла, тому H2redu-обладнання стане в пригоді. Тести воднем пройшли п'ять моделей шафових газорегулювальних пунктів (ШГРП), зроблених на заводах RGC Production у Львові та Дніпрі. Запуск такого обладнання в серію в перспективі дозволить на 20 % скоротити споживання природного газу та зменшити викиди CO₂ [65]. У межах пілотного проєкту в Україні з 2023 року заплановано вперше почати постачання газової суміші з 20 % водню кінцевим комерційним споживачам. Пілотний проєкт реалізовуватимуть в межах двох сіл. До нього залучать 50–100 будинків, власники яких користуватимуться газоводневою сумішшю для опалення та побутових цілей. OGE і Nowega розпочали переобладнання 46-кілометрового газопроводу на водень у Нижній Саксонії, Німеччина. Починаючи з компресорної станції OGE в Емсбюрені, конверсія привела до від'єднання 46-кілометрової ділянки трубопроводу від мережі природного газу, звідки проводитиметься модернізація, щоб у 2025 році почати впорскування водню [66].

Особлива актуальність водневої енергетики сьогодні пов'язана з тим, що здійснення газопровідних поставок зеленого водню в суміші з природним газом може вигідно змінити роль української газотранспортної системи на європейському енергетичному ринку, що сприятиме зміцненню енергетичної безпеки України й розвитку експортного потенціалу країни. На цей час розвитку водневих технологій повністю замінити природний газ воднем для широкого застосування не вбачається можливим з низки технічних причин – необхідна модернізація як газотранспортної інфраструктури, так і обладнання та приладів для його споживання. Тому на першому етапі найприйнятнішим напрямом є використання газо-водневих сумішей, для яких можна використовувати існуючу мережу.

Зараз у пілотних проєктах використовують газо-водневі суміші з концентрацією водню близько 20 %. Вважається, що така пропорція є оптимальною для транспортування в газопроводах і не впливає на роботу обладнання й приладів, що працюють на природному газі.

Оскільки Єврокомісія розглядає Україну як одного з ключових партнерів у виробництві й транспортуванні водню, вітчизняним газотранспортним компаніям необхідно готувати відповідну інфраструктуру. В Україні вже розпочато такі дослідження, що враховують всі особливості водню. «Регіональна газова компанія» вперше в Україні спільно з

українськими науковцями розпочала масштабні дослідження українських мереж на предмет можливості транспортування водню або його сумішей замість природного газу. Науковці дадуть відповідь на кілька ключових питань, зокрема які матеріали можна використовувати для будівництва мереж, що будуть придатними для транспортування водню, яка оптимальна суміш водню й метану з погляду безпеки та ефективності. А найголовніше завдання – розробити дорожню карту трансформації мереж природного газу. Перші результати досліджень, що розпочалися з випробувань на полігоні на Житомирщині обговорили під час VI Українського газового форуму [67].

У 2020 році одинадцять газових компаній з країн Європейського Союзу презентували також план European Hydrogen Backbone, який передбачає розвиток мережі транспортування водню в Європі – до 2040 року довжина магістральних газопроводів має скласти вже 23 тис. км.

У вересні 2021 року чотири компанії, а саме: EUSTREAM (компанія – оператор ГТС Словаччини), Оператор ГТС України (ОГТСУ), NET4GAS (компанія – оператор ГТС Чехії) і OGE (провідна компанія – оператор ГТС Німеччини), повідомили про створення водневої магістралі через Центральну Європу «Центральноевропейський водневий коридор» для транспортування водню з перспективних районів постачання водню в Україні через Словаччину і Чехію в райони підвищеного попиту в ЄС. Водневий коридор також дозволить транспортувати водень з виробничих підприємств до споживачів водню в Чеській Республіці та Словаччині (рис. 8.9) [33, 68].



Рис. 8.9. Проект Центральноєвропейського водневого коридору

8.4. Використання водню

Оскільки попит на надійні й екологічно чисті енергоносії постійно зростає, водень може забезпечити істотний енергетичний та економічний розвиток. Використання водню різноманітне й охоплює багато основних секторів економіки. Пристрої, що використовують водень як основне джерело живлення, вже застосовуються в промисловості та побуті. У найближчому майбутньому з розвитком технологій та інфраструктури споживання водню стрімко зросте.

У галузі портативної електроніки сьогодні багато компаній користуються пристроями, що працюють на мікропаливних елементах, – ноутбуки, мобільні телефони, аудіо- та відеопрогравачі, прилади відеоспостереження, портативні центри зв'язку, військове обладнання тощо. Планується організація поточного виробництва цих приладів на комерційній основі протягом декількох наступних років. Зарядні пристрої для портативної електроніки не поступаються за якістю традиційним літєвим батареям, а в чомусь їх і перевершують. Прикладом може служити те, що компанія Apple працює над водневою батареєю для айфона, яка зможе забезпечувати його енергією протягом тижня.

У звіті «Майбутнє водню» від Міжнародного енергетичного агентства йдеться, що «чистий» водень сьогодні користується серйозною підтримкою з боку урядів і бізнесу по всьому світу, а кількість проєктів швидко зростає. За даними МЕА, є кілька важливих напрямів використання водню [69]:

- **Основні галузі промисловості**, що потребують значних об'ємів H_2 , – нафтопереробка, виробництво аміаку, метанолу та сталі. Наразі водень у промислових масштабах виробляється з використанням викопного палива, тому МЕА наголошує на потенціалі скорочення викидів за рахунок переходу на «чистий» водень.

- **Транспорт**. Конкурентоспроможність автомобілів на водневих паливних елементах залежить від вартості паливних елементів і заправних станцій, а також вартості доставки самого водню. При цьому судноплавство й авіація мають обмежені варіанти використання низьковуглецевого палива, що відкриває можливості для водневого палива.

- **Опалення приміщень**. У будівлях водень можна використовувати в сумішах з природним газом, експлуатуючи існуючі мережі. Найбільший потенціал – у багатоквартирних і комерційних будівлях, особливо в густонаселених містах, тоді як більш довгострокові перспективи передбачають пряме використання водню у водневих котлах або паливних елементах.

- *Виробництво електроенергії*. Водень – один з провідних варіантів зберігання відновлюваної енергії, а водень і аміак можна використовувати в газових турбінах для підвищення гнучкості енергосистеми. Аміак можна також використовувати на електростанціях для спільного спалювання з вугіллям, хоча ці технології ще в стані розробки.

У різних галузях *промисловості* України, як і інших країн, використовуються значні обсяги водню. Застосування водню спрямоване на проведення багатьох важливих хімічних процесів, насамперед таких як переробка нафти, отримання аміаку, метанолу, сталі тощо.

Зелений водень має знайти широке застосування у тих галузях, де використовується природний газ та вугілля, передусім це стосується металургії та хімічної промисловості, зокрема виробництва азотних мінеральних добрив. У металургії при виробництві заліза та сталі зелений водень може замінити використання вугілля та природного газу. Досить перспективною для застосування водню є цементна промисловість. Отже, за допомогою зеленого водню можна декарбонізувати найбрудніші галузі промисловості України.

Серед значущих проєктів декарбонізації промисловості, які вже реалізуються або перебувають на початковій фазі виконання, – проєкт декарбонізації виробництва скла Федеральної асоціації німецької скляної промисловості (BV Glas), яка в 2021 році отримала підтвердження фінансування свого проєкту HyGlass для перевірки в реальних умовах виробництва скла з використанням зеленого водню [70]. У Швеції консорціум у складі трьох шведських компаній: SSAB – виробник сталі, LKAB – гірничодобувна компанія та Vattenfall – провідна скандинавська енергетична компанія, – відкрив перший завод з виробництва сталі «fossil-free». Партнери створили компанію Hybrit, метою якої є виробництво сталі з використанням зеленого водню замість коксу [71].

Теплоенергетика. Оскільки внаслідок згоряння водню виділяється лише теплота й вода, це робить його дуже привабливою альтернативою викопним джерелам енергії в теплоенергетичній галузі України. Найприйнятнішим на першому етапі є застосування зеленого водню у тих системах опалення та гарячого водопостачання, що використовують природний газ. Експлуатація наявної газотранспортної системи та існуючої розвинутої інфраструктури, де до природного газу домішуватимуть зелений водень, сприятиме подальшому розвитку перспективних водневих проєктів.

Коли буде вирішено питання транспортування водню вже наявною газотранспортною системою України, потенційно ним зможе користуватися не лише промисловість, але й населення. Так, у Франції реалізований проєкт GRHYD [72], за яким сто будинків поблизу Дюнкерка отримували суміш

природного газу з воднем. Крім того, цю суміш використовували для заправки місцевих автобусів. У 2019 році у Великій Британії почався експеримент – у межах проєкту HyDeploy в приватній мережі кампусу Кільського університету почали використовувати суміш, яка містить до 20 % водню [73].

З переобладнанням мереж та обладнання частка водню може значно зрости. Наприклад, у 2022 році в Шотландії планували провести ще один експеримент: перші 300 будинків використовуватимуть повністю зелений водень для обігріву та приготування їжі. Ці будинки мають бути обладнані водневими котлами, обігрівачами й кухонними приладами, які використовуватимуться протягом більш як чотири роки.

Сьогодні вже є декілька реальних проєктів використання зеленого водню для опалення будівель, серед них проєкт у Нідерландах [74]. У місті Розенбург для опалення житлового будинку був введений в експлуатацію побутовий котел на водні. Пілотне тестування водневого котла (100 % H₂) здійснює BDR Thermea Group з червня 2019 року в межах проєкту, ініційованого власником газових мереж Stedin у партнерстві з муніципалітетом Роттердама і житловим кооперативом ресорт Вонен (Ressort Wonen). Котел спалює чистий водень, який виробляється за допомогою вітрової або сонячної електроенергії без виділення CO₂. Принцип роботи такий самий, як і в котла, що працює на природному газі. Водневий котел встановлений в котельні поруч зі звичайним котлом на природному газі й постійно забезпечує жителів достатньою кількістю тепла й гарячою водою. Stedin використовує існуючий трубопровід для подачі водню. У цьому проєкті мережевий оператор і його партнери розглядають весь ланцюжок майбутньої системи: виробництво водню, постачання та переведення споживачів на водень – з кінцевою метою забезпечення нульових викидів вуглецю.

Третина парникових газів Великої Британії надходить з будинків, тому досягнення цілей щодо зміни клімату потребує зміни технології опалення будинків та вибору палива. Протягом останніх кількох років Worcester Bosch розробляв прототипний котел, який може працювати на 100%-му водневому газі й може революціонізувати декарбонізацію опалення та гарячої води. Прототип був розроблений для ефективного використання природного газу. В майбутньому, якщо використання водню стане реальністю, ті, хто має котел, придатний для водню, можуть просто перейти на водень без необхідності встановлення абсолютно нової системи опалення [75].

8.4.1. Використання водню в транспортній галузі

Транспортна галузь займає друге місце за обсягом викидів CO₂ після енергетичного сектору, крім того, її викиди є дифузними й не можуть бути вловлені. Забруднення, спричинене транспортними засобами, особливо у

великих містах, погіршує стан здоров'я людей, тому декарбонізація транспортного сектору є важливою складовою захисту оточуючого середовища.

В Україні потреба переходу до використання водню в транспортній галузі обумовлена екологічними та економічними факторами. Так, Україна потрапила до рейтингу країн з найзабрудненішим повітрям. Вона посіла 49-те місце серед 73 країн світу. В Україні наполягають на необхідності розроблення планів покращення якості атмосферного повітря на основі аналізу показників його стану. Такий вид атмосферного забруднення, як смог над Києвом, став уже традиційним явищем – жителі столиці спостерігають незвичне задимлення кілька разів на рік. Смог небезпечний для мешканців не лише великих міст, а й сільських місцевостей, де функціонують великі підприємства [76].

Водень взагалі можна вважати універсальним паливом для транспортних засобів, оскільки він має абсолютну екологічну чистоту, може замінити бензин, дизельне паливо й мазут у теплових двигунах (автомобільних, тракторних, комбайнових, локомотивних, судових, допоміжних та ін.), придатний для всіх видів теплових двигунів: поршневих із запалюванням від іскри й стиснення, поршнетурбінних, у всіх типах турбоустановок, двигунах Стірлінга тощо.

У транспортній галузі особлива увага приділяється використанню водню й паливних елементів на автомобільному транспорті. Перед розвиненими країнами, зокрема перед багатьма країнами Європи, отже й перед Україною, постало невідкладне завдання створення відповідної водневої інфраструктури з достатньою кількістю водневих заправних станцій. Вже зараз у деяких країнах створюються автономні заправні станції, які для отримання водню використовують енергію вітру та/або Сонця, зберігають його, наприклад, у стисненому стані й подають для заправки транспортних засобів на паливних елементах. Водневий транспорт може подолати недоліки інших електромобілів з низьким діапазоном пробігу й необхідністю частого заряджання. Для цього потрібно повною мірою використовувати дешеву електроенергію для перетворення води на водень. Прогнозується, що в найближчі п'ять років виробництво транспортних засобів на паливних елементах перебуватиме на стадії масштабного розвитку. Для виконання цього завдання необхідна оптимізація обладнання для виробництва водню, розробка матеріалів для зберігання водню високої щільності, оптимізація водневих паливних елементів.

Компанія Hyzon Motors завершила свою першу комерційну подорож, використовуючи свою електричну вантажівку на рідкому водні, яка зберігала найвищу продуктивність під час безперервної 16-годинної роботи, виконавши вісім поставок, що охопили понад 540 миль  без необхідності дозаправки.

Вантажівка Hyzon Liquid Hydrogen Truck, оснащена системою паливних елементів потужністю 200 кВт, розроблених компанією, передбачає запас ходу на далекі відстані, від 650 до 800 миль, що можна порівняти з багатьма звичайними дизельними вантажівками. Досягнення Hyzon щодо вантажівки на рідкому водні підкреслює потенціал H_2 як життєздатного альтернативного палива [77].

Водень також становить інтерес у контексті декарбонізації залізничного транспорту, особливо на неелектрифікованих ділянках.

Справжні ринки водневої мобільності сьогодні створені для таких галузей, як обслуговування навантажувачів, що не потребують інфраструктури, а отже, рентабельність досягається швидше. Вилочні навантажувачі вже є прибутковими в Сполучених Штатах – вони використовуються 24 години на добу, а один водневий навантажувач замінює три електричні [78].

У морському секторі кораблі з паливними елементами перебувають на етапі демонстраційних проєктів. Водневі паливні елементи також можуть бути використані для заміни бортової та берегової енергетики для зменшення забруднювальних викидів та уникнення значних витрат на встановлення електричних з'єднань у гавані. В Україні використання водню на водному транспорті має свої перспективи. Зокрема, впродовж останніх п'яти років спостерігається збільшення обсягів перевезень товарів річковим транспортом, потенціал якого, за даними ІА «АПК-Інформ», використаний не на повну потужність.

Останніми роками, після впровадження пілотних проєктів, у деяких країнах уже впроваджується водень у морському транспорті. Так, у липні цього року, перший у світі пасажирський пором, що працює на водні, уже був на воді та готовий до експлуатації в затоці Сан-Франциско. Пором MV Sea Change завдовжки 70 футів може одночасно перевозити до 75 пасажирів і курсує вздовж набережної затоки Сан-Франциско між поромним терміналом у центрі Сан-Франциско та пірсом [80].

Електричний літак теж не залишається далекою перспективою – прийняті провідними компаніями стратегії розвитку аерокосмічної галузі вселяють оптимізм. Airbus нещодавно оголосив про плани випуску до 2035 року моделі літаків на 100 місць, що працюють на водні з нульовим рівнем викидів. Засновник Universal Hydrogen Пол Єременко, колишній керівник технологій Airbus, наполягає на прискоренні впровадження H_2 для менших літаків до 2025 року [80].

Важливим завданням при застосуванні водню в транспортній галузі як моторного палива є вибір способу його зберігання на борту автомобіля, що обумовлено тим, що в певному об'ємі вміщується значно менше водню, ніж інших видів палива. Так, за кімнатної температури та нормального

атмосферного тиску водень займає приблизно в три тисячі разів більший об'єм, ніж бензин з таким самим енергетичним еквівалентом. Тому для заправки автотранспорту необхідно використовувати такі форми зберігання водню, які можуть забезпечити відповідну кількість енергії – стиснений водень, водень у криогенному стані або водень в наноматеріалах. За вимогами Міжнародної енергетичної агенції, акумулятор водню повинен вміщувати не менше 5 % (мас.) водню й виділяти його за температури не вище 373 К. Згідно з вимогами до акумуляторів водню, які були сформульовані Департаментом енергетики США для мобільних систем зберігання, вміст водню має бути такий [5]:

- за масою – не менше 6,5 % (мас.);
- за об'ємом – не менше 63 кг/м³.

Досить ефективним методом є використання в автотранспорті комбінованого палива у вигляді добавок водню до традиційного палива. Випробування показали, що застосування водню як додаткового пального вирішує проблему зниження токсичності відпрацьованих газів автомобіля (окис вуглецю відсутній повністю, кількість вуглеводнів та оксидів азоту не перевищує перспективні допустимі норми). Добавки водню розширюють концентраційні межі запалення, підвищують швидкість горіння бідних сумішей. Переведення двигуна внутрішнього згорання на водень не потребує докорінної його переробки. Переважно це стосується системи подавання водню в циліндр двигуна й регулювання системи запалювання. Результати дослідження показали, що можлива також робота ДВЗ на суміші водню з вуглеводневим паливом. Причому добавка водню всього 5–10 мас.% сприяє зниженню витрат бензину на 40 % і зменшенню токсичних продуктів у викидних газах на 80 %, а вміст СО виявляється навіть нижчим, ніж при спалюванні природного газу [5].

Фахівці компаній Mazda і BMW кілька років тому представили свої прототипи автомобілів, які працюють на водні, що подається у звичайний двигун внутрішнього згорання. Головною відмінністю від інших експериментальних автомобілів BMW, які працювали на водні, була наявність традиційної бензинової системи живлення, що дозволяла перейти на звичайне пальне в разі вичерпання запасу водню або негараздів, пов'язаних з його подаванням [81].

Паливні елементи (ПЕ) або паливні комірки (ПК), – це хімічні джерела струму, в яких активні речовини, що беруть участь у струмоутворювальній реакції, в процесі роботи безперервно подаються зовні до електродів. У галузі відновлюваної енергетики одними з найперспективніших для отримання електроенергії та створення екологічно чистого транспорту вважаються паливні водень-кисневі комірки, застосування яких для перетворення енергії водню на електроенергію забезпечує досить

високу ефективність завдяки вирішенню проблеми утилізації кисню, отриманого в процесі електролізу води; водень і кисень використовуються в співвідношенні дві об'ємних частини до одної відповідно. Паливні елементи мають велику питому потужність і високий ККД, надійні в роботі й комплектуються доступними активними матеріалами, безшумні, в процесі роботи не виділяють отруйних речовин. Вода, що утворюється під час реакції, може бути використана знову. Для отримання 1 кВт·год електроенергії на паливному елементі необхідно витратити 0,371 м³, або 33,12 г водню та 0,186 м³, або 133,03 г кисню (ККД ПЕ $\approx$ 0,8), при окисленні 1 м³ водню звільняється енергія в кількості 3,37 кВт·год [21].

Автомобіль на водні, який працює із застосуванням паливних комірок, функціонує за принципом електромобіля – в ньому відсутній двигун внутрішнього згоряння. Енергія, отримана від реакції водню з киснем, накопичується в акумуляторах – а деякі виробники, орієнтовані на досягнення автомобілем високих динамічних характеристик, використовують суперконденсатори, що дозволяють максимально швидко віддавати отриманий заряд. Завдяки цьому долається один з недоліків паливних комірок на водні – вони є інертними, тобто не можуть змінювати віддачу за бажанням водія автомобіля.

Основними перевагами автомобіля на водні, що використовує паливні комірки як джерело енергії, є поєднання в ньому кращих характеристик автомобілів з двигунами внутрішнього згоряння й електромобілів. Запас ходу дуже високий, особливо коли батареї можна заряджати не тільки від реакції водню з киснем, але й від звичайної електричної мережі.

При цьому є величезна кількість переваг:

- відсутність шкідливих викидів, оскільки при згорянні водню в паливних комірках утворюється лише водяна пара, яка не завдає шкоди навколишньому середовищу;

- менша маса – комбінація водневих паливних осередків, електродвигуна й акумуляторів має менші габарити й вагу, ніж у батарей і мотора в традиційному електромобілі при схожих характеристиках і запасі ходу;

- зменшення кількості рухомих і дотичних між собою частин у кілька разів, за рахунок цього істотно підвищується ресурс експлуатації транспортного засобу.

Вартість паливних елементів досить висока: 1 кВт встановленої потужності в кращих зразках коштує 1–3 тис. дол. США. Потрібно знизити вартість 1 кВт до 100 дол., щоб зробити їх конкурентоспроможними на транспорті. Розробки електрохімічних енергоустановок на основі ПЕ з твердополімерним електролітом активно здійснюються у США, Німеччині, Росії, Японії, Канаді та багатьох інших країнах. Особливо актуальним нині є впровадження паливних елементів на транспорті, який перетворює міста на великі «газові камери» [82].

ПЕ класифікують за робочою температурою: низькотемпературні (60–100 °C), середньотемпературні (100–550 °C) і високотемпературні (понад 550 °C); за хімічною природою електроліту: кислотні, лужні та з розплавленими карбонатами; за фізичним станом електроліту: елементи з рідким і твердим електролітом; за фізичним станом палива: елементи з газоподібним, рідким і твердим паливом; за природою палива: прямої (наприклад, H_2 , метанол) і непрямой дії (конверсія NH_3 , CH_4 або інших сполук).

Найпоширенішою є класифікація паливних елементів за типом електроліту. Лужні паливні елементи (ЛПЕ) на основі гідроксиду калію (KOH) розділяють на низькотемпературні – $S_{KOH} = 25\%$ і $t_{опт} = 80–90\text{ }^{\circ}C$ (тип – 1, а), середньотемператур – $S_{KOH} = 85\%$ і $t_{опт} = \sim 250\text{ }^{\circ}C$ (тип – 1, в).

Сфери застосування ПЕ представлено в табл. 8.9 [83].

Таблиця 8.9. Области застосування паливних елементів

Сфера застосування	Номінальна потужність	Приклади використання
Стационарні установки	5–250 кВт і вище	Автономні джерела тепло- і електропостачання житлових, громадських і промислових будівель, джерела безперебійного живлення, резервні та аварійні джерела електропостачання
Портативні установки	1–50 кВт	Дорожні показники, вантажні та залізничні рефрижератори, інвалідні візки, візки для гольфу, космічні кораблі й супутники
Мобільні установки	25–150 кВт	Автомобілі (дослідні зразки створили, наприклад, «DaimlerCrysler», «FIAT», «Ford», «GeneralMotors», «Honda», «Hyundai», «Nissan», «Toyota», «Volkswagen», BA3), автобуси (наприклад, «MAN», «Neoplan», «Renault») та інші транспортні засоби, військові кораблі й субмарини
Мікропристрої	1–500 Вт	Мобільні телефони, ноутбуки, кишенькові комп'ютери (PDA), різні побутові електронні пристрої, сучасні військові прилади

При використанні водню в паливних елементах досягається ефективність, яка більше ніж удвічі перевищує ККД ДВЗ, реальний ККД якого зазвичай нижче 40 %. У водневих машин не тільки дуже високий ККД – до 80 %, але до того ж у них немає холостого ходу. Побічним продуктом реакції водню є чиста вода, кількість якої у водневих машин набагато менша, ніж у традиційних дизельних і бензинових, за рахунок дуже високої ефективності паливних елементів. Водень не є небезпечнішим паливом, ніж метан, а за деякими параметрами він навіть безпечніший. Оскільки він легший за повітря в 15 разів, тому не накопичується над землею, як вибухонебезпечні пари вуглеводнів, не розтікається по землі, як рідкі палива, й не змішується рівномірно з повітрям, як метан, а моментально дифундує вгору, покидаючи атмосферу [84].

Дослідження щодо створення наноструктурних матеріалів на базі української сировини спрямовані на виробництво високоефективних водневих паливних елементів з високим ККД.

Завдяки ентузіазму вітчизняних представників бізнесу водневий гібридний автомобіль на паливних елементах японської марки Toyota Mirai, що заправляється воднем, вперше сертифікували в Україні. Максимальний ККД перетворення на електричний струм у водневих машин становить 45 % (середній показник для авто на бензині або дизелі – 35–38 %). Заправка до повного бака в Німеччині обходиться в 45 євро (9 євро за 1 кг водню). Процес заправки максимально схожий на такий у традиційних авто й триває всього три хвилини. Заправляння двох вітчизняних автомобілів здійснюватиметься у Польщі, однак проводяться роботи щодо створення першої водневої заправки в Україні. У планах на найближчі роки є розбудова інфраструктури для водневого транспорту [85]. 27 жовтня 2023 року Українська Воднева Рада передала Державному університету «Житомирська політехніка», в межах Наукового парку якого створюється воднева лабораторія, автомобіль на паливних елементах Toyota Mirai [43].

Для прискорення декарбонізації транспортної галузі Україна має проводити політику заохочування місцевої влади й населення до переходу на чисті види транспортних засобів, починаючи з сектору громадського транспорту і міжміських перевезень. Водневі вантажні автомобілі будуть економічно вигідними вже до 2027 року, якщо обсяги виробництва швидко збільшаться. Такий результат дослідження, проведеного на замовлення Спільного підприємства «Паливні елементи та водень» (FCH-JU) – європейського консорціуму, що об'єднує багатьох державних та приватних суб'єктів, зацікавлених у розвитку водневих технологій [86].

Водневі заправні станції. Перед розвиненими країнами, зокрема перед багатьма країнами Європи, постало невідкладне завдання створення відповідної водневої інфраструктури, тобто достатньої кількості водневих заправних станцій. Вже зараз у деяких країнах створюються автономні заправні станції, які для отримання водню використовують енергію вітру та/або Сонця, зберігають його, наприклад, у стисненому стані і подають для заправлення транспортних засобів, силові агрегати яких використовують ПК. Створено пілотні проекти вітро-водневих систем такими лідерами світової енергетики, як Vestas. У Німеччині та Франції компанією Alstom впроваджуються перші екземпляри регіональних потягів на водневому паливі.

В ЄС до 2030 року на дороги уже виїдуть 100 000 вантажівок на водні, й для них збудують 1500 водневих заправок. Це реальна програма, яку підтримують 62 компанії з виробництва автомобілів, комплектування та водневих паливних елементів. На більшості заправок паливо продається у газоподібному стані. Рідина зустрічається лише на 10 % станцій. Час заправки водневим паливом становить близько п'яти хвилин. Приблизно стільки ж витрачається на заповнення повного бака бензинового транспорту [87].

У світі існують кілька типів водневих заправних станцій – мобільні, стаціонарні та домашні. Більшість стаціонарних розташовані в Канаді та США, Китаї, Японії та Німеччині, вони належать великим компаніям. Домашня ж заправка може виробляти до 1000 кг чистого водню на рік – достатньо для щоденної заправки від одного до п'яти автомобілів.

Ринкова вартість водню в Європі становить близько 9–10 євро за кілограм, це приблизно 45 євро для повного бака автомобіля Toyota Mirai. В разі запасу ходу 500 км сума виходить лише на рівні 9 євро на 100 км. З огляду на те, що вартість бензину на європейських заправках близько 1,3–1,35 євро, споживання водневого авто приблизно відповідає середній витраті седана з бензиновим мотором 1,5–2 л у комбінованому режимі. Це небагато – але тільки якщо не порівнювати з електромобілями. У разі використання електродвигунів власник автомобіля Tesla Model S або гібридної Toyota Prius витратить близько 2,5 євро на ту саму стокілометрову відстань. Тому поки ціна на водень для автомобілів не знизилася хоча б до 25–30 євро за повний бак, перевага залишиться за електрокарами [87].

У конструкцію водневої заправки входить електролізер, системи очищення й зберігання водню, компресор (якщо паливо у газоподібному стані) і диспансер, що забезпечує подачу водню споживачам. Згідно з останніми даними дослідницької компанії EVTank, станом на перше півріччя 2023 року у світі було побудовано 1089 водневих АЗС, причому на частку Китаю припадає 351 станція, що становить 32,2 % загальної кількості. Левова частка водневих заправних станцій переважно розташована в таких країнах і регіонах,

як Японія, Південна Корея, інші частини Азії та Північної Америки. Маючи понад 60 % загальної кількості, Азія однозначно лідирує у світі. Прогнозується, що до 2025 року лише в Китаї може спостерігатися будівництво понад 1000 водневих заправних станцій, що підкреслює прагнення країни орієнтуватися на більш чисті та стійкі енергоресурси [88].

H2 Mobility відкрила водневу станцію на заправній станції Berlin Shell, яка є п'ятою заправною станцією H2Mobility в Берліні. З більш ніж 850 кг водню нова станція має стати однією з найефективніших станцій в Європі. Тепер водень доступний для заправки за тиску 350 бар (автобуси та вантажівки) та 700 бар (легкові автомобілі, легкі комерційні автомобілі) [89]. Група Polsat Plus та група ZE PAK побудували та запустили у Варшаві першу в Польщі загальнодоступну заправку воднем. Станцію зможуть користуватися всі власники автомобілів, що працюють на водневому пальному, як легкових автомобілів, так і автобусів. Мережу таких АЗС будуватимуть під брелання на класичній АЗС та займає лише декілька хвилин, автобуса — менш як 15 хв. Наразі автомобілі, які працюють на водневому пальному, можуть проїхати понад 600 км на одному заправленні [90].

З одного боку, причин для відмови від водневого палива як варіанта, що конкурує з електрикою, достатньо. З іншої — проблему із заправками вже вирішують уряди різних країн — Китаю, Японії, Німеччини. У КНР до 2030 року планується встановити більше 1000 водневих станцій, кількість японських ВЗС перевищила сотню, німецьких — 50. Інтерес до розвитку технології виявили такі відомі виробники як VW, GM, Daimler AG і BMW. Коли заправок буде більше, водневий транспорт стане серійним, і його популярність може збільшитися.

8.4.2. Застосування водню у житлово-комунальному господарстві

При використанні водню для побутових потреб у значних масштабах енергетичні витрати можуть бути меншими вартості електроенергії. При цьому необхідно враховувати, що побутові котельні, каміни, печі та плити, що використовують органічні палива, є одним із основних джерел забруднення повітря в житлових районах. Переведення їх на водень дозволить запобігти цьому забрудненню. Перші електроустановки на водневих паливних елементах для мережевого та автономного електроживлення вже введені в експлуатацію й забезпечують безперервне надійне живлення та опалення різних будівель (шкіл, комерційних будівель, житлових будинків), а також слугують резервним джерелом живлення в екстрених ситуаціях. Обладнання, що працює від мережі, повинно відповідати встановленим комунальним нормам. Водночас автономне обладнання може бути встановлене незалежно, відповідно до потреб споживача.

Використання водню в житлово-комунальному господарстві може ефективно здійснюватися в таких варіантах [5]:

- спалювання з одержанням теплової енергії;
- перетворення на електричну енергію (мотор-генератор, паливні елементи);
- використання в автотранспорті.

Для побутових потреб використовуються плити, оснащені водневими пальниками, наприклад уніфіковані газові плити з деякими змінами в конструкції пальників. Для забезпечення гарячого водопостачання й опалення будинків водень спалюється із застосуванням промислових пальго 1 год потрібно 5,5 кг, або 61 нм^3 , водню. Запропоновано до використання в енергосистемі нову водневу установку з дизельелектричним агрегатом потужністю 12 кВт, яка за 1 год роботи споживає 0,66 кг, або 7,3 нм^3 , водню [5].

Коли водень стане таким же доступним паливом, як сьогодні природний газ, він зможе усюди його замінити. Водень можна буде спалювати в кухонних плитах, у водонагрівачах і опалювальних печах, забезпечених пальниками, які майже або зовсім не відрізнятимуться від сучасних пальників, вживаних для спалювання природного газу.

Оскільки при спалюванні водню не залишається жодних шкідливих продуктів згоряння, то зникає потреба в системах відведення цих продуктів для опалювальних пристроїв, що працюють на водні. До того ж водяну пару, що утворюється при горінні, можна вважати корисним продуктом – вона зволожує повітря (як відомо, в сучасних квартирах з центральним опалюванням повітря дуже сухе). А відсутність димарів не тільки сприяє економії будівельних витрат, а й підвищує ККД опалювання на 30 %. Крім того, водень можна використовувати і для вироблення електроенергії на місцевих теплових електростанціях. Водневе опалення для приватних будинків – це екологічне й достатньо потужне теплоджерело, що дозволяє обігріти будинок з великою площею. Що ж до покупних обігрівальних блоків, то найперший водневий котел опалення був розроблений італійською компанією. Тоді ці блоки, так само як і зараз, працювали практично безшумно і не виділяли жодних токсичних речовин. Саме з цієї причини водневе опалення будинку, ціна якого багато в чому залежить від марки обладнання, визнано екологічно чистим, ефективним і безшумним способом обігріву житла. У більшості випадків водневі котли використовуються для обігріву підлогових поверхонь. Сьогодні таких систем дуже багато, залишається тільки вибрати тип і потужність, що залежить від площі приміщення, яку обігрівають. Сучасні водневі опалювальні установкм блоком та трубопровідною системою,

діаметр якої може коливатися від 25 до 32 мм. Трубопроводи інших діаметральних розмірів вкрай рідко застосовуються в таких системах. При виконанні розводки теплових контурів необхідно дотримуватися однієї важливої умови: на кожне наступне розгалуження беруться труби меншого діаметру. Водневі теплові вузли мають кілька дуже важливих переваг [91]:

- Екологічна чистота системи, оскільки при роботі обладнання відбувається викид лише одного побічного продукту – води у вигляді пари, яка не завдає шкоди ні людському організму, ні навколишньому середовищу.

- Функціонування цього газу в системі здійснюється без участі вогню, а тепла енергія виробляється за рахунок каталітичної реакції. При змішуванні кисню й водню утворюється вода і відбувається виділення величезного обсягу теплової енергії. Далі здійснюється перехід теплового потоку в теплообмінник. Зазвичай температура в системі коливається в межах 35–45 °С, що цілком прийнятно для пристрою систем «тепла підлога»:

- високий коефіцієнт корисної дії – близько 96 %, що значно вище, ніж в інших методів обігріву;

- мінімальні зусилля для монтажу опалювального водневого блоку за наявності всіх необхідних комплектуючих і докладної інструкції;

- мінімальна кількість вихідної сировини для виробництва палива – електроенергія і вода; за наявності власного джерела води та відновлюваного джерела електроенергії затрати можуть бути мінімальними.

Незабаром водневі обігрівальні установки зможуть стати ефективною і, що важливо, економічно вигідною заміною твердопаливних, електричних і газових котлів. За грамотного підходу витрати на обігрів приміщення за допомогою таких установок будуть мінімальними. Облаштування замського будинку не може вважатися повноцінним, якщо питання з опаленням в ньому залишається невирішеним. Тепер влаштувати опалювальну систему в приватному будинку нескладно, головне – правильно підібрати варіант обігріву, який відповідатиме призначенню споруди, її функціональності та перебуватиме в межах бюджету. Так, до одного з найсучасніших варіантів обігріву можна віднести опалення будинку воднем рис. 8.10 [91].



Рис. 8.10. Заводський генератор водню

Для опалення житлового будинку вперше в історії у Нідерландах у м. Розенбург був введений в експлуатацію побутовий котел на водні, який стабільно забезпечує жителів достатньою кількістю тепла та гарячою водою. Принцип роботи котла на водні такий самий, як і в такого, що працює на природному газі. Це перший реальний випадок, коли чистий водень використовується як паливо для системи центрального опалення житлового будинку. BDR Thermea Group стала першою в Європі компанією, що отримала сертифікацію на використання водневої суміші в побутових котлах в Нідерландах. Компанія бере участь у британській програмі Ну4Heat і активно вивчає водневі експериментальні проєкти по всій Європі. У найближчі два роки буде встановлено більше 400 водневих котлів. Передбачається, що зелений водень може зрівнятися в ціні з природним газом до 2050 року [92].

Спільний проєкт Avason та Німецької технічної та наукової асоціації газу й води (DVGW) має на меті продемонструвати, що технічно можливим є подавання водню в існуючу газову мережу зі значно більшим відсотком, ніж раніше було передбачено технічними правилами DVGW. Так, дочірня компанія E.ON Avason почне додавати водень до підсистеми в Саксонії-Ангальт. Крок за кроком у найближчий опалювальний період до природного газу буде додано до 20 % водню. Для цього процесу не потрібно модифікувати пристрої та системи. Результати проєкту служать моделлю для майбутнього

використання водню в газорозподільних мережах. Лабораторні дослідження показують, що багато побутових приладів можуть працювати з домішками водню до 30 % [93].

У разі використання водню для побутових потреб у значних масштабах енергетичні витрати будуть меншими вартості використовуваної для цих цілей електрики. Відомо, що частка енерговитрат на побутові потреби становить близько 20 %. Тому, враховуючи можливість виснаження джерел природного газу, а також незадовільний стан оточуючого середовища, застосування водневих технологій у житлово-комунальному господарстві є надзвичайно актуальним.

Висновки

Широке використання водню як високоефективного й екологічно прийняттого енергоносія останніми роками розглядаються як найперспективніший шлях до вирішення енергетичних проблем та істотного скорочення шкідливих викидів в атмосферу. Для України важливим є застосування водню для створення балансувальних потужностей в енергетичній системі при збільшенні обсягів використання енергії ВДЕ та створення автономних енергосистем на основі ВДЕ та водню для децентралізації енергетики.

Оскільки впровадження водневих технологій у відновлюваній енергетиці передбачає створення складних енергетичних систем, включно з енергетичним обладнанням на основі ВДЕ для виробництва електроенергії, обладнанням для виробництва електролітичного водню, системами зберігання водню, допоміжним обладнанням та іншими технічними засобами, виникає потреба у проведенні відповідних розрахунків та детальному аналізі щодо визначення ефективності як окремих елементів, так і енергосистеми в цілому.

Основними напрямками досліджень під час обґрунтування проєктів «енергія ВДЕ – водень» є визначення енергетичної, економічної, екологічної та соціальної ефективності.

При визначенні економічної ефективності енергосистем «енергія ВДЕ – водень» собівартість виробленого водню здебільшого залежить від наявності в певній місцевості енергетичного потенціалу ВДЕ, тому першочерговими завданнями в разі впровадження таких енергосистем є встановлення енергетичного потенціалу ВДЕ в цій місцевості, а також вибір енергетичного й допоміжного устаткування для максимально можливого його освоєння.

Україна має регіони з прекрасними перспективами для виробництва водню, що було встановлено в результаті розробки Інститутом відновлюваної енергетики НАН України нового Атласу енергетичного потенціалу ВДЕ України.

Під час проведення оцінювання прибутковості водневих енергосистем необхідно враховувати також низку важливих факторів: способи зберігання, транспортування й використання водню, існуючий попит, ціни та зменшення витрат на знешкодження шкідливих викидів. При застосуванні водень-кисневих паливних комірок необхідно враховувати, що позитивний вплив на економічну ефективність матиме можливість утилізації кисню, отриманого в процесі електролізу води.

Особливий інтерес становлять проекти щодо транспортування водню трубопроводами, зокрема разом з природним газом. Для України це має важливе значення, у тому числі для збереження нормального функціонування магістрального трубопроводу природного газу.

Перспективним є впровадження енергосистем «енергія ВДЕ – водень» у районах, віддалених від ліній електропередачі, оскільки витрати на спорудження ліній електропередачі на великі відстані перевищують витрати на спорудження трубопроводів для транспортування газу.

В разі використання водню для побутових потреб у значних масштабах енергетичні витрати будуть меншими вартості використовуваної для цих цілей електроенергії. Важливим є те, що побутові котельні, каміни, печі та плити, що використовують органічні палива, є одним з основних джерел забруднення повітря в житлових районах; переведення їх на воднєве паливо дозволить запобігти цьому забрудненню.

Для розвитку водневої енергетики в Україні необхідно виконання низки основних завдань для сприяння створенню ефективних механізмів реалізації, зокрема нормативно-правового, економічного, методичного, інформаційного, кадрового та організаційно-керівного забезпечення. Важливими першочерговими заходами є доповнення законодавчо-правової та нормативно-технічної бази відновлюваної енергетики з урахуванням особливостей водневої енергетики; впровадження основ державної політики економічного стимулювання водневої енергетики, що базується на впровадженні системи пільг для виробників та споживачів енергії; визначення механізмів фінансування. Це сприятиме виведенню водневих технологій на розвинений, відкритий комерційний ринок, де рушійною силою мають бути бізнес та промисловість.

Основним документом щодо розвитку водневої енергетики в Україні має бути довгострокова Стратегія, розроблена на основі результатів серйозного аналізу, консультацій з експертами, промисловістю, громадськістю та всіма зацікавленими сторонами, і, за прикладом Стратегії Австралії, вона повинна, в разі потреби, мати здатність до оновлення та перегляду в процесі розвитку галузі. В межах Стратегії необхідно усунути бар'єри для розвитку галузі за рахунок національного чіткого та розумного

регулювання, посилення взаємодії з зацікавленими країнами та врахування прогресивних змін у галузі для своєчасного реагування на розвиток ринку.

Впровадження першочергових розробок в галузі водневої енергетики на основі ВДЕ сприятиме створенню власної прикладної бази в цій галузі, підвищенню рівня наукових досліджень та формуванню позитивного іміджу відновлювано-водневої енергетики в суспільній свідомості для подолання відсталості та недовіри потенційних інвесторів і споживачів.

Важливим завданням є організація інформаційного забезпечення та освітньої системи, як спеціальної технічної, так і для формування екологоенергетичної свідомості населення з використанням усіх наявних засобів масової інформації.

Аналіз перспектив розвитку водневої енергетики в Україні показує, що з погляду науково-технічних досягнень у цій галузі є достатній доробок. На всіх рівнях владних структур, приватної промисловості та науково-дослідницької спільноти є можливість сприяти Україні реалізувати свій водневий потенціал та отримати відчутний позитивний результат для економіки й навколишнього середовища як до 2030 року, так і в подальшому. При об'єднанні наукових та промислових напрямів, підкріплених фінансово, можна вийти на світовий рівень практичного застосування водневих технологій у нашій країні.

Перелік посилань

1. Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії» від 25.04.2019 р. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2712-19#Text>
2. Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/761-2024-%D1%80#Text>.
3. Повідомлення про оприлюднення проекту розпорядження Кабінету Міністрів України «Про схвалення Водневої стратегії України на період до 2050 року та затвердження операційного плану заходів з її реалізації» [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://mev.gov.ua/proyekt-normatyvno-pravovoho-aktu/povidomlennya-pro-oprylyudnennya-proyektu-rozporyadzhennya-2>
4. Кудря С. О. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії / – Підручник. – Київ: Національний технічний університет України («КПІ»), 2012. 495 с.
5. Репкін О. О. Плани ЄС щодо розвитку водневої галузі до 2030 року та перспективи України у цій екосистемі [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://ecolog-ua.com/news/plany-yes-shchodo-rozvytku-vodnevoi-galuzi-do-2030-roku-ta-perspektyvy-ukrayiny-u-ciy>

6. European Hydrogen Bank [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen/european-hydrogen-bank_en
7. Пілотний механізм для прозорого “злету” водневих проєктів ЄС.[Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.ukrinform.ua/rubric-economy/3886747-pilotnij-mehanizm-dla-prozorogo-zletu-vodnevih-proektiv-v-es.html>
8. «Зелений» водень для України: як урятувати природу та ГТС [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://mind.ua/openmind/20204093-zelenij-voden-dlya-ukrayini-yak-uryatuvati-prirodu-ta-gts>
9. Стратегія інтеграції енергетичних систем. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://uwea.com.ua/ua/news/entry/>
10. Міненерго приєдналось до Європейського альянсу з чистого водню. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.kmu.gov.ua/news/minenergo-priyednalos-do-yevropejskogo-alyansu-z-chistogo-vodnyu>
11. Держенергоефективності приєдналося до Європейського альянсу із чистого водню [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.kmu.gov.ua/news/derzhenerhoefektyvnosti-priyednalsia-do-ievropeiskoho-aliansu-iz-chystoho-vodniu>
12. Енергоатом приєднався до Європейського альянсу з чистого водню [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.ukrinform.ua/rubric-economy/3142860-energoatom-priyednavsa-do-evropejskogo-alyansu-z-chistogo-vodnu.html>
13. У Великобританії створять перший фонд інвестицій у водневу галузь [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.epravda.com.ua/projects/greendeal/2020/07/9/662789/>
14. Австралія оголошує багатомільярдну стратегію ринку зеленого водню [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://www.hydrogenfuelnews.com/australia-green-hydrogen-market/8567002/?awt_a=1jpsU&awt_l=Co7SC&awt_m=ijY_nE8Hge5DlsU
15. Дорошенко Я. В., Карпаш М. О., Стецюк С. М., Бабельський Р. М., Воловецький В. Б. (2022). Перспективи та проблемні питання становлення і розвитку водневої енергетики в Україні. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(82), 7–33.
16. National Hydrogen Roadmap. CSIRO, Australia, 2018. (18-00314_EN_NationalHydrogenRoadmap_WEB_180823.pdf
17. Бенменні М., Іванченко І. І., Кудря С. О., Кузнєцов М. П., Петренко К. В., Рєпкін О. О., Яценко Л. В. Воднева стратегія України: проєкт. Інститут відновлюваної енергетики НАН України. Київ, 2021. 91 с.
18. Виробництво електролізерів потужністю 100 МВт за допомогою автоматизації [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.h2->

- view.com/story/cummins-targets-100mw-electrolyser-production-capacity-through-automation/
19. Green Hydrogen for a European Green Deal A 2x40 GW Initiative. Electronic resource] – Access mode: <https://www.h2-view.com/story/90-hydrogen-europe-ceos-throw-support-behind-clean-hydrogen-alliance/>
 20. Водород. Свойства, получение, хранение, транспортирование, применение / Под редакцией Д. М. Гамбурга. Москва: Химия, 1989. 671 с.
 21. Кудря С. О. Системи акумулювання і перетворення енергії відновлюваних джерел. Докт. дис., Київ, 1996. 548 с.
 22. Мхітарян Н. М., Кудря С. О., Яценко Л. В., Шинкаренко Л. Я., Будько В. І. Перспективи використання водню у відновлюваній енергетиці. Відновлювана енергетика. 2008. № 3(14). С. 5–15.
 23. Украина: эффективность малой энергетики. Издание Энергетического Центра ЕС в Киеве. 1996. 280 с.
 24. Звіт про діяльність Національної академії наук України у 1995 році, Частина 1. Київ: Наук. думка, 1996.
 25. Кудря С. О., Рєпкін О. О., Рубаненко О. О., Яценко Л. В., Шинкаренко Л. Я. Етапи розвитку зеленої водневої енергетики України. Відновлювана енергетика. 2022. №1(68). С. 5–16.
 26. Кудря С. О., Яценко Л. В., Шинкаренко Л. Я., Ткаленко М. Д. Електролітичне виробництво водню від вітряних водневих станцій. Відновлювана енергетика. 2023. №3. С. 92–100.
 27. Фундаментальні аспекти відновлювано-водневої К.: «KIM», 2018. 260 с.
 28. [Електронний ресурс] – Режим доступу: (http://www.materials.kiev.ua/Hydrogen_2019-2021/mono2.pdf).
 29. [Електронний ресурс] – Режим доступу: (http://www.materials.kiev.ua/Hydrogen_2019-2021/Book_printVer.pdf).
 30. Monograph «Hydrogen based energy storage: status and recent developments». Edited by V.Yartys, Yu. Solonin, I. Zvaliy. Lviv, Prostir-M., 2021, 268 p.
 31. Priority program of the NAS of Ukraine "Development of scientific principles of the production, storage and use of hydrogen in autonomous energy supply systems" [Електронний ресурс] – Режим доступу: (http://www.materials.kiev.ua/Hydrogen_2019-021/Hydrogen_2021.pdf).
 32. [Електронний ресурс] – Режим доступу: (https://unece.org/sites/default/files/2021-03/Hydrogen%20Roadmap%20Draft%20Report_UKR%20March%202021.pdf
 33. «Воднева стратегія України» [Електронний ресурс] – Режим доступу: (<https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/Vodneva-Strategia-Cover.pdf>
 34. «Стратегія розвитку водневої енергетики в Україні на період до 2030 року». [Електронний ресурс] – Режим доступу: (<https://www.kmu.gov.ua/news/minenerho-zavershylo-obhovorennia-vodnevoi-stratehii-iuliia-pidkomorna>

35. Про затвердження Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року та плану заходів з його виконання [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/761-2024-%D1%80#Text>
36. Мхітарян Н. М., Яценко Л. В., Шинкаренко Л. Я., Бudyко В. І. Розвиток водневої енергетики в Україні. Матеріали IX міжнародної конференції “Відновлювана енергетика XXI століття” 15–19 вересня 2008 р. АР Крим. 2008. С. 24–29.
37. Кудря С. О., Яценко Л. В., Шинкаренко Л. Я., Бudyко В. І. Проблеми створення вітроводневих систем. Матеріали XIV міжнародної конференції “Відновлювана енергетика XXI століття” 16–20 вересня 2013 р. АР Крим. 2013. С. 95–97.
38. Кудря С. О., Яценко Л. В., Шинкаренко Л. Я., Пепелов О. В. Науково-технічні основи створення вітроводневих станцій. Матеріали XIX міжнародної конференції “Відновлювана енергетика та енергоефективність XXI століття”, м. Київ, 26–28 травня 2018р. С. 419–425.
39. Кудря С. О., Морозов Ю. П., Кузнєцов М. П. Отримання водню з застосуванням вітроелектричних установок. Водень в альтернативній енергетиці та новітніх технологіях [заг. ред. В.В. Скорохода, Ю.М. Солоніна]. К.: «Видавництво «КІМ», 2015. С. 98–105.
40. Кудря С. О., Морозов Ю. П., Кузнєцов М. П. Основні напрями розвитку сучасних вітро-водневих технологій. Матеріали XII Міжнародної науково-практичної конференції „Відновлювана енергетика XXI століття”, 12–16 вересня 2011, АР Крим. С. 99–103.
41. Кудря С. О., Морозов Ю. П., Кузнєцов М. П. Дослідження виробництва водню з використанням вітрової установки. Матеріали XIV Міжнародної конференції “Відновлювана енергетика XXI століття”. АР Крим, 2013. С. 100–104.
42. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України / за ред. С. О. Кудрі. Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2020. 82 с.
43. Результати діяльності Енергетичної асоціації «УКРАЇНСЬКА ВОДНЕВА РАДА» у 2023 році [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://hydrogen.ua/images/about/report-uhc-2023.pdf>
44. Кудря С. О., Рєпкін О. О., Яценко Л. В., Ткаленко М. Д., Шинкаренко Л. Я. Концепція Дорожньої карти розвитку водневої енергетики України на період до 2035 року. Відновлювана енергетика. 2019. №4(59). С. 22–28.
45. 50 відтінків (сірий, синій і зелений) водню [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://enefcities.org.ua/novyny/50-vidtinkiv-siryy-syniy-i-zelenyy-vodnyu/>
46. Волошин М. Д. Конспект лекцій з дисципліни "Електрохімічна технологія неорганічних речовин": Дніпродзержинськ: ДДТУ, 2012. 87 с.

47. McPhy Energy та DeNora підписують технологічне партнерство [Електронний ресурс] – Режим доступу: www.denora.com, www.mcphy.com
48. Виробництво водню гігаватного масштабу за допомогою офшорної вітрової енергії [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://elektrovesti.net/67292_virobnitstvo-vodnyu-gigavatnogo-masshtabu-za-dopomogoyu-ofshornoj-vitrovoi-enerгии
49. Plug Power постачатиме електролізери для трьох унікальних проєктів екологічного водню в Європі [Електронний ресурс] – Режим доступу: [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://www.hydrogenfuelnews.com/green-hydrogen-plug-electrolyzer/8558862/?awt_a=1jpsU&awt_l=Co7SC&awt_m=ipahTz0UFu5DlsU
50. Технологія електролізу СЕА для виробництва водню досягає 99% ефективності [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.industrie-techno.com/article/la-technologie-d-electrolyse-du-cea-qu-exploitera-genvia-pour-produire-de-l-hydrogene-atteint-99-de-rendement-se-rejouit-julie-mougin-du-cea-liten.63839>
51. Дослідники розробляють мембрани Nafion™, виготовлені з іонообмінного полімеру [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.nafion.com/en/support/white-papers/membranes-for-water-electrolysis?>
52. IRENA: стратегії зменшення витрат на електролізери [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>
53. Зниження витрат на «зелений» водень: збільшення масштабу електролізерів для досягнення кліматичної цілі 1,5°. Міжнародне агентство з відновлюваних джерел енергії, Абу-Дабі, IRENA, 2020. 117 с.
54. Обладнання для покоління H₂: De Nora та McPhy Energy підписали технологічне партнерство [Електронний ресурс] – Режим доступу: www.denora.com, www.mcphy.com
55. Зелений водень безпосередньо з морської води та практично будь-якого іншого джерела води [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://evolvehydrogen.com/> <https://youtu.be/JyCApZT3Ntk>
56. Русанов А. В., Соловей В. В., Зіпунніков М. М., Шевченко А. А. Термогазодинаміка фізико-енергетичних процесів в альтернативних технологіях в 3-х т.: Т. 1. Термогазодинаміка фізико-енергетичних процесів в водневих технологіях / під заг. ред. чл.-кор. НАНУ А. В. Русанова; НАН України, Інститут проблем машинобудування. Харків: Видавництво та друкарня «Технологічний Центр», 2018. 336 с.
57. АСУ ТП «Виробництво водню методом електролізу води [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://ia.ua/uk/resheniya/asu-tp-proizvodstvo-vodoroda-metodom-elektroliza-vody/>
58. «ITM Power makes bi-fuel breakthrough | Energy Archive». Businessweekly.co.uk. 2007-07-04. [Електронний ресурс] – Режим доступу:

- <http://www.businessweekly.co.uk/2007070421235/energy-archive/itm-power-makes-bi-fuel-breakthrough.html>.
59. The Global Hydrogen Review. International Energy Agency. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/89c1e382-dc59-46ca-aa47-9f7d41531ab5/GlobalHydrogenReview2024.pdf>
60. Liebscher, Axel, Jürgen Wackerl, and Martin Streibel. "Geologic storage of hydrogen—fundamentals, processing, and projects. *«Hydrogen science and engineering: materials, processes, systems and technology»*. 2016. С. 629–658.
61. Аналіз розвитку мережі підземних сховищ газу України / О.Т. Чернова. Розробка родовищ: Зб. наук. пр. 2014. Т. 8. С. 261–276 [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://utg.ua/img/menu/company/docs/2023/ukr_16-02-23.pdf].
62. Олійник Я. Б. Основи екології: підручник / Я. Б. Олійник, П. Г. Шищенко, О. П. Гавриленко. К.: Знання, 2012. 558 с.
63. «Mileage From Megawatts: Study Finds Enough Electric Capacity to ‘Fill Up’ Plug-In Vehicles Across Much of the Nation». December 11, 2006. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://newswire.ascribe.org/cgi-bin/ behold.pl?ascribeid=20061211.105149&time=11%2005%20PST&year=2006&public=0>
64. США обмежать змішування водню в газопроводах через ризик витоку [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://www.hydrogenfuelnews.com/hydrogen-blending-ng-us/8561651/?awt_a=1jpsU&awt_l=Co7SC&awt_m=hlc97EPvI85DlsU
65. Українське обладнання для доставки водню: для ЄС чи для своїх [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.epravda.com.ua/projects/greendeal/2021/11/3/679329/>.
66. У Німеччині розпочато переведення 46-кілометрового газопроводу на водень [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.h2-view.com/story/conversion-of-46km-natural-gas-pipeline-to-hydrogen-starts-in-germany/2100998.article/>
67. На крок ближче до водню в газових мережах. Економічна правда. 2020. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.epravda.com.ua/projects/greendeal/2020/11/5/666903/>
68. Компанії газового сектору представляють Центрально-Європейський водневий коридор. ТОВ “Оператор ГТС України”. 2021. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://tsoua.com/news/kompaniyi-gazovogo-sektoru-predstavlyayut-czentralno-yevropejskyj-vodnevyj-korydor/>
69. Українські розробники вже готові пропонувати водневі проекти інвесторам [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://ua-energy.org/uk/posts/ukrainski-rozrobnyky-vzhe-hotovi-proponuvaty-vodnevi-proekty-investoram>

70. Burgess M. Funding confirmed for hydrogen glass production project. H₂-view. 2020. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.h2-view.com/story/funding-confirmed-for-hydrogen-glass-production-project/>
71. Suède: l'hydrogène vert remplacera le charbon pour produire de l'acier neutre en carbone. France Hydrogene. 2020. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.afhypac.org/actualites/articles/suede-l-hydrogene-vert-remplacera-le-charbon-pour-produire-de-l-acier-neutre-en-carbone-2516/>
72. Gestion des Réseaux par l'injection d'Hydrogène pour Décarboner les énergies (GRHYD). Présentation. Site des nouvelles énergies à l'hydrogène. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://grhyd.fr/presentation/>
73. Sampson J. UK village to be first to be powered by hydrogen on public gas network. H₂-view. 2021. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.h2-view.com/story/uk-village-to-be-first-to-be-powered-by-hydrogen-on-public-gas-network/>
74. Вперше в історії у Нідерландах почали опалювати житловий будинок воднем. Главком. 2020. [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://glavcom.ua/new_energy/news/vpershe-v-istoriji-u-niderlandah-pochali-opalyuvati-zhitloviy-budynok-vodnem-674764.html
75. Розробка водневого котла у Великобританії [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.h2-view.com/story/worcester-bosch-unveils-hydrogen-boiler/>
76. Яценко Л. В., Шинкаренко Л. Я., Ткаленко М. А., Кудря Т. С. Напрями декарбонізації міського громадського транспорту. Матеріали ХХІІ міжнародної науково-практичної конференції «Відновлювана енергетика та енергоефективність у ХХІ столітті». Київ, 20–21 травня 2021. С. 390–396. <https://doi.org/10.36296/renewable.conf.20-21.05.2021>.
77. Нюзон досягає важливого значення в Техасі зі своєю вантажівкою на рідкому водні [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://www.hydrogenfuelnews.com/liquid-hydrogen-truck-texas/8561612/?awt_a=1jpsU&awt_l=Co7SC&awt_m=i3Hef1tId85DlsU
78. Priem T., Mansilla C. et autres. Les systèmes hydrogène : quels usages avec quelles technologies? Revue de l'énergie. 2018. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.larevuedelenergie.com/wp-content/uploads/2018/09/Systemes-hydrogene-quels-usages-quelles-technologies.pdf>
79. Безкоштовний для пасажирів перший у світі пором на водні в Сан-Франциско [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://www.hydrogenfuelnews.com/first-hydrogen-fuel-powered-ferry/8565765/?awt_a=1jpsU&awt_l=Co7SC&awt_m=j3A6servUe5DlsU
80. Max J. Zero-emission plane deals form between Universal Hydrogen and multiple airlines. Hydrogen Fuel News. 2021. [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://www.hydrogenfuelnews.com/zero-emission-plane/8547545/?mc_cid=c0a515a883&mc_eid=cd40454d77

81. Альтернатива – автомобілі на водневому паливі [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://autopark.pp.ua/808-alternativa-avtomobl-na-vodnevomu-paliv.html>. – Режим доступу: https://pidruchniki.com/1274082337977/ekologiya/vodneva_energetika
82. Михайлів, М. І. Створення локальних джерел електроенергії на базі паливних комірок / М. І. Михайлів, П. В. Савуляк. Нафтогазова енергетика. 2012. № 1. С. 101–112.
83. Воднева енергетика-2 [Електронний ресурс] – Режим доступу: <uahe.net.ua/articles-ua/360-vodneva-energetika-2.html>.
84. В Україні вперше сертифікували авто, що заправляється воднем. Економічна правда. 2021. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.epravda.com.ua/news/2021/09/3/677452/>
85. Poncin J.L. 2021. Les camions à hydrogène économiquement compétitifs d'ici 2027? H₂mobile. 2021. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.h2-mobile.fr/actus/camions-hydrogene-economiquement-competitifs-2027/>
86. Водневі авто – транспорт майбутнього, але поки їх мало. В чому їх недоліки та що в Україні [Електронний ресурс] – Режим доступу:
87. <https://tech.liga.net/ua/technology/article/vodorodnye-avto-transport-buduschego-no-poka-ih-malo-v-chem-ih-nedostatki-i-chto-v-ukraine>
88. Скільки водневих заправок у світі [Електронний ресурс] – Режим доступу:
89. <https://www.cjoglobal.com/uk/2023/08/11/how-many-hydrogen-refuelling-stations-are-there-in-the-world/>
90. У Берліні відкрили одну з найпотужніших заправок водневих станцій у Європі [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://ua-electro.com/u-berlini-vidkrili-odnu-z-najpotuzhnishix-zapravnix-vodnevix-stancij-u-yevropi/>
91. У Польщі відкрили першу водневу АЗС. Скільки коштує заправити водневе авто? [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://eauto.org.ua/news/384-u-polshchi-vidkrili-pershu-vodnevuzs-skilki-koshtuye-zapraviti-vodneve-avto>
92. Електролізер для отримання водню – дешеве опалення будинку [Електронний ресурс] – Режим доступу: <budivnik.in.ua/elektrolizer-dlya-otrymannya-vodnyu-desheve-opalennya-budynku.html>.
93. Вперше в історії у Нідерландах почали опалювати житловий будинок воднем [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://glavcom.ua/new_energy/news/vpershe-v-istoriji-u-niderlandah-pochali-opalyuvati-zhitloviy-budinok-vodnem-674764.html
94. E.ON, Avacon and DVGW Announce 20 Percent Hydrogen in the German Gas Network for the First Time. Hydrogen Central. 2021. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://hydrogen-central.com/eon-avacon-dvgw-20-percent-hydrogen-german-gas-network/>

Наукове видання
НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

Автори:

Барило А. А., Бенменні М., Бондаренко Д. В., Будько М. О., Будько В. І., Васько П. Ф.,
Дідківська Г. Г., Дьяченко О. С., Жовмір М. М., Зур'ян О. В., Іванченко І. В.,
Іванчук В. Ю., Кармазін О. А., Клюс В. П., Коханєвич В. В., Коханєвич В. П.,
Кудря С. О., Кудря Т. С., Кузнєцов М. П., Лобунець Ю. М., Лисак О. В., Матях С. В.,
Молибог О. Г., Мороз А. В., Морозов Ю. П., Мхітарян Н. М., Петренко К. В.,
Пундев В. О., Репкін О. О., Суржик Т. В., Ткаленко М. Д., Ткаченко Д. Ю.,
Толкунов А. А., Хомутов С. В., Четверик Г. О., Шевчук В. І., Шейко І. О.,
Шихайлов М. О., Яценко В. В., Яценко Л. В.

ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

Монографія

За загальною редакцією

члена-кореспондента Національної академії наук України

С. О. Кудрі

Редакційна група:

Суховерков О. В., Недзельська О. М., Іванчук О. І.,
Єзерницька С. Г.

Інститут відновлюваної енергетики НАН України

вул. Метрологічна, 50, м. Київ, Україна, 03143

+38 (044) 206-28-09

www.ive.org.ua, renewable@ukr.net