

НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

Монографія

За загальною редакцією
Кудрі С.О.

КИЇВ-2020

Автори:

Барило А.А., Бенменні М., Будько М.О., Будько В.І., Васько П.Ф.,
Головко В.М., Дідківська Г.Г., Жовмір М.М., Ібрагімова М.Р., Іванченко І.В.,
Іванчук В.Ю., Кармазін О.А., Клюс В.П., Клюс С.В., Коханевич В.П., Кудря С.О.,
Кудря Т.С., Кузнецов М.П., Новицька Є.Г., Маслова Н.О., Матях С.В.,
Мороз А.В., Морозов Ю.П., Мхітарян Н.М., Петренко К.В., Репкін О.О., Резцов В.Ф.,
Суржик Т.В., Ткаленко М.Д., Тучинський Б.Г., Четверик Г.О., Хілько В.А.,
Шинкаренко Л.Я., Шихайлов М.О., Щокіна В.А., Яценко Л.В.

Рецензенти:

Каплун В.В., д-р техн. наук, проф., директор ННІ енергетики, автоматики і
енергозбереження НУБіП України
Михальський В.М., член-кор. НАН України, д-р техн. наук, проф., завідувач відділу
перетворення та стабілізації електромагнітних процесів
Інституту електродинаміки НАН України
Ярош Я.Д., д-р техн. наук, проф., декан факультету інженерії та енергетики
Поліського національного університету

*Рекомендовано до друку Вченою радою ІВЕ НАН України,
протокол №12 від 09.06.2020р.*

B46 Відновлювані джерела енергії / За заг. ред. С.О. Кудрі. – Київ: Інститут
відновлюваної енергетики НАНУ, 2020. – 392 с.

ISBN

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

Надано осучаснені показники енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії та його розподіл на території України. Запропоновано заходи щодо підвищення рівня і ефективності освоєння енергії відновлюваних джерел та комплексного використання різних джерел енергії і систем акумуляування. Висвітлено шляхи вирішення проблем відновлюваної енергетики, у тому числі щодо необхідності створення балансових потужностей за рахунок водню як перспективи реалізації безвуглецевої енергетики України.

Розглянуто методи стимулювання розвитку відновлюваної енергетики у різних державах світу та представлено огляд вітчизняної законодавчо-правової бази України, направленої на ефективну реалізацію завдань щодо освоєння енергії відновлюваних джерел.

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.

ISBN

©Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2020
©Кудря С.О. та ін., 2020

ЗМІСТ

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ	8
ПЕРЕДМОВА	10
РОЗДІЛ 1. ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ	13
1.1. Загальні положення	16
1.2. Енергетичні ресурси, напрями та рівні освоєння енергії відновлюваних джерел	25
1.2.1. Енергетичні ресурси, напрями та рівні освоєння енергії відновлюваних джерел у світі	25
1.2.2. Енергетичні ресурси, напрями та рівні освоєння енергії відновлюваних джерел в Україні	28
1.3. Використання енергії відновлюваних джерел для побутових потреб	40
1.4. Методи стимулювання розвитку відновлюваної енергетики	42
1.4.1. Методи стимулювання розвитку відновлюваної енергетики в світі	43
1.4.2. Законодавчо-правове забезпечення відновлюваної енергетики України	45
Висновки	54
Перелік посилань	55
РОЗДІЛ 2. ВІТРОВА ЕНЕРГІЯ	57
2.1. Історія розвитку вітроенергетики	58
2.2. Формування наукової бази вітроенергетики України	63
2.3. Промислова вітроенергетика, поточний стан, тенденції і перспективи розвитку	65
2.3.1. Вітроенергетика Європи	65
2.3.2. Світова вітроенергетика	71
2.3.3. Вітроенергетика України	77
2.3.3.1. Створення промислової вітроелектроенергетики України	77
2.3.3.2. Наукові дослідження ІВЕ НАН України у галузі вітроелектроенергетики	82
2.4. Оцінки вітропотенціалу України	88
2.4.1. Географічне зонування – основа оцінки вітропотенціалу України	89
2.4.2. Оцінювання потенціалу потужності вітроелектростанцій України	91
2.5. Мала вітроенергетика	96
2.5.1. Особливості конструювання вітроенергетичних установок малої потужності	96
2.5.2. Особливості використання вітроенергетичних установок малої потужності	99

2.5.3. Практичні рекомендації при виборі та використанні вітроустановок малої потужності	106
Висновки	114
Перелік посилань	115
РОЗДІЛ 3. СОНЯЧНА ЕНЕРГІЯ	116
3.1. Ресурси та напрями використання сонячної енергії	116
3.1.1. Ресурси сонячної енергії	116
3.1.2. Основні напрями використання сонячної енергії	119
3.1.3. Потенціал сонячної енергії в Україні	122
3.2. Сонячна електроенергетика	129
3.3. Сонячна теплоенергетика	135
3.3.1. Класифікація та принцип дії сонячних колекторів	137
3.3.2. Системи сонячного тепlopостачання	141
3.4. Застосування фотобатарей та сонячних колекторів у приватних господарствах України	144
Висновки	149
Перелік посилань	151
РОЗДІЛ 4. ЕНЕРГІЯ БІОМАСИ	153
4.1. Енергетичний потенціал біомаси в Україні	153
4.1.1. Енергетичний потенціал твердої біомаси та торфу в Україні	153
4.1.2. Енергетичний потенціал біогазу в Україні	156
4.1.3. Енергетичний потенціал рідкого біопалива в Україні	158
4.2. Пряме спалювання біомаси	159
4.2.1. Вимоги до екологічної безпеки та енергетичної ефективності енергоустановок для спалювання біомаси	161
4.2.2. Технології та обладнання для спалювання твердих біопалив	166
4.2.2.1. Спалюванням кускового палива у фільтруючому шарі на нерухомій колосниковій решітці	166
4.2.2.2. Двостадійне спалювання кускової біомаси та дров на колосниковій решітці з супутнім низхідним рухом палива та повітря	169
4.2.2.3. Спалювання сухого подрібненого палива в механічних топках з нижньою подачею палива – спалювання у ретортних топках	170
4.2.2.4. Спалювання подрібненої біомаси у рухомому шарі	171
4.2.2.5. Спалювання біомаси у киплячому шарі	173
4.2.2.6. Спалювання тюкованої соломи в топках парових та водогрійних котлів	177
4.2.2.7. Періодичне спалювання цілих тюків соломи у топках водогрійних котлів та теплогенераторів	181

4.2.2.8. Сумісне спалювання біомаси та вугілля на електричних станціях	184
4.2.3. Дослідження та удосконалення процесів прямого спалювання біомаси	184
4.3. Термохімічна конверсія біомаси	189
4.3.1. Сухий піроліз	189
4.3.2. Торрефікація	190
4.3.3. Окиснювальний піроліз	191
4.3.4. Комбінований піроліз	193
4.3.5. Швидкий піроліз	194
4.3.6. Газифікація біомаси	195
4.4. Отримання та використання біогазу	203
4.4.1. Біогазові потужності в Україні	203
4.4.2. Результати досліджень біогазових технологій	209
4.4.2.1. Утилізація феноловмісних стічних вод газогенераторних установок	209
4.4.2.2. Підвищення енергетичної ефективності біогазових реакторів з газгольдером мокрого типу	212
4.4.2.3. Інтенсифікація процесу бродіння за рахунок внесення біовугілля до біореактора	213
4.5. Виробництво рідких біопалив	214
Висновки	220
Перелік посилань	221
РОЗДІЛ 5. ЕНЕРГІЯ МАЛИХ РІЧОК	227
5.1. Світові тенденції розвитку гідроенергетики	227
5.2. Етапи становлення та сучасний стан малої гідроенергетики України	228
5.3. Класифікація малих гідроелектростанцій	235
5.4. Охоронні аспекти та засади сталого використання природних ресурсів у нормативно-правовій базі України	236
5.5. Гідроенергетичний потенціал малих річок України	240
5.6. Перспективи подальшого розвитку малої гідроенергетики України	247
5.7. Роль малої гідроенергетики України в енергозабезпеченні місцевих громад	249
Висновки	250
Перелік посилань	251
РОЗДІЛ 6. ГЕОТЕРМАЛЬНА ЕНЕРГІЯ	254
6.1. Основна термінологія та законодавчо-нормативна база геотермальної енергетики України	254

6.2. Гідротермальні ресурси	255
6.2.1. Сучасний стан та перспективи використання гідротермальних ресурсів у світі та в Україні	255
6.2.2. Умови формування гідротермальних родовищ на території України	264
6.2.3. Потенціал гідротермальних ресурсів України	266
6.2.4. Технології геотермальної енергетики	269
6.3. Петротермальні ресурси	278
6.3.1. Видобування петротермальних ресурсів із створенням штучного колектору	279
6.3.2. Видобування петротермальних ресурсів без створення штучного колектору	280
6.3.3. Системи видобування петротермальних ресурсів у світі	282
6.4. Субгеотермальні ресурси	283
6.5. Акумуляування теплоти і холоду в верхніх водоносних горизонтах	286
Висновки	290
Перелік посилань	290
РОЗДІЛ 7. КОМПЛЕКСНЕ ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ	292
7.1. Комплексні енергетичні системи	293
7.1.1. Поняття комбінованої енергосистеми	293
7.1.2. Мережеві енергосистеми	294
7.1.3. Автономні енергосистеми	296
7.1.4. Оптимізація комбінованої системи	299
7.1.5. Приклади комбінування різнотипних джерел	303
7.2. Системи накопичення енергії	307
7.2.1. Роль акумуляування енергії в енергосистемі	307
7.2.2. Розрахунок систем акумуляування енергії	310
7.3. Прогнозування поточної потужності енергії з відновлюваних джерел	314
7.3.1. Постановка задач прогнозування	314
7.3.2. Прогнозування надходження вітрової енергії	315
7.3.3. Прогнозування надходження сонячної енергії	319
7.3.4. Особливості імовірного підходу	323
7.3.5. Сучасні вимоги до прогнозування надходження енергії відновлюваних джерел	326
7.4. Інтеграція електростанцій з відновлюваними джерелами енергії до загальної енергосистеми	328
7.5. Перспективи «зеленого» електротранспорту	335

7.5.1. Потенційні можливості електротранспорту як споживача відновлюваної енергії	335
7.5.2. Використання установок на основі відновлюваних джерел та буферних акумуляторів енергії	337
Висновки	342
Перелік посилань	343
РОЗДІЛ 8. ВОДНЕВА ЕНЕРГЕТИКА	346
8.1. Воднева енергетика у світі та в Україні	347
8.1.1. Напрями та перспективи розвитку водневої енергетики	347
8.1.2. Характеристики водню як енергоносія	351
8.1.3. Застосування водню у відновлюваній енергетиці	353
8.1.4. Сучасні тенденції розвитку водневої енергетики та потенціал «зеленого водню» в Україні	356
8.2. Виробництво водню	365
8.2.1. Технології виробництва водню	365
8.2.2. Напрями удосконалення процесу електролізу води	369
8.3. Методи зберігання та транспортування водню	374
8.4. Використання водню	377
8.4.1. Використання водню у транспортній галузі	378
8.4.2. Водневі заправні станції	382
8.4.3. Застосування водню у житлово-комунальному господарстві	383
Висновки	386
Перелік посилань	388

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 – гідроакумулююча 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 електропередач;
ЛЕС – локальна електроенергетична система;
МГЕС – мала гідроелектростанція;
мікроГЕС – мікрогідроелектростанція;
мініГЕС – міні-гідроелектростанція;
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 – теплоелектроцентрально;
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 і геотермальної енергії, енергії малих річок і біомаси, а також комплексному їх використанню та акумулюванню.

Сучасна вітчизняна енергетика має суттєві проблеми, які полягають як у незадовільному стані технічного оснащення – використовується в основному старе, зношене і малоефективне обладнання, так і у негативних тенденціях щодо зростання дефіцитності вітчизняних первинних енергоресурсів. Підвищення вартості енергоносіїв на світовому ринку та проблеми зовнішнього постачання, недостатня ефективність використання наявних паливно-енергетичних ресурсів та практично відсутня диверсифікація джерел постачання палива створює загрозу національній безпеці України.

Серйозним викликом для України є необхідність виходу із складної екологічної ситуації – великі площі території країни є надзвичайно забрудненими і перебувають на межі екологічної катастрофи.

У світовій енергетиці обрано 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 враховувати відповідний європейський досвід.

Стан традиційної енергетики України обумовлює необхідність виходу на сучасний технологічний рівень із застосуванням інноваційних відновлюваних технологій отримання енергії. Підвищення таким чином рівня вітчизняної енергетичної ефективності сприятиме диверсифікації забезпечення енергоносіями центральних і розподілених енергогенеруючих систем, що забезпечить створення низьковуглецевої національної економіки та підвищить роль вітчизняної енергетики в системі міжнародного співробітництва, у тому числі виходу на міжнародні ринки енергетичних товарів та послуг.

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 (ВЕ) з метою поступової заміни в Україні традиційних методів отримання енергії на відновлювані джерела енергії в межах доцільної реалізації їх потенціалу є важливим завданням для нашої країни.

Вітчизняна наука вносить значний вклад у виконання Національного плану дій України з відновлюваної енергетики. Для стабільного енергозабезпечення вирішуються завдання, до яких відносяться: науково-технічні і технологічні проблеми освоєння енергії відновлюваних джерел; підвищення ККД енергетичного обладнання та комплексне їх використання, зниження вартості виробленої енергії, створення інноваційних моделей диспетчеризації; надійне прогнозування виробництва електричної та теплової енергії і запровадження технологій їх акумулювання, у тому числі на основі водню.

Висока якість робіт забезпечується застосуванням сучасних методів дослідження, у 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 в області основних напрямів освоєння енергії відновлюваних джерел, направлені на впровадження їх в реальні проекти.

У представленій роботі враховано також особливості останніх законодавчих актів у галузі відновлюваної енергетики України, що потребують нових підходів в процесі експлуатації електричного обладнання на основі відновлюваних джерел енергії. Безпечна експлуатація таких електроенергетичних систем при значних обсягах освоєння енергії відновлюваних джерел потребуватиме встановлення ефективних акумулюючих потужностей. Це є особливо актуальним з точки зору необхідності створення балансових потужностей у відновлюваній енергетиці України на виконання Закону України № 2712 – VIII від 25.04.2019 р. «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії».

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 спільно із Енергетичною асоціацією «Українська Воднева Рада» займається визначенням енергетичного потенціалу виробництва водню, встановленням перспективних напрямів його використання, у тому числі для створення балансуєючих потужностей енергетики України. Водень буде грати провідну роль в інтеграції великих обсягів відновлюваної енергії, в секторах транспорту, опалення та охолодження, забезпечуючи декарбонізацію широкого спектру кінцевого використання.

За всіма напрямками діяльності фахівцями ІВЕ НАН України прийнято багато технічних інноваційно-привабливих рішень, які були подані у вигляді

об'єктів інтелектуальної власності. Новизна удосконалених авторами монографії технологій і засобів перетворення відновлюваної енергії підтверджена 20 патентами України на винахід та 84 патентами України на корисну модель, а також розробкою та затвердженням 39 стандартів у галузі відновлюваної енергетики.

Участь у створенні ефективної законодавчо-правової бази, стандартизація і сертифікація устаткування на основі ВДЕ, освітня діяльність та активна міжнародна співпраця направлені 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 займається різними напрямками діяльності щодо розвитку відновлюваної енергетики України.

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

- чл.-кор. НАН України, д.т.н. Кудря С.О., почесний директор, чл.-кор. НАН України, д.т.н. Мхітарян Н.М., н.с. Яценко Л.В., н.с. Кудря Т.С., пров. інж. Бенменні М., пров. інж. Іванчук В.Ю. – 1 розділ;
- чл.-кор. НАН України, д.т.н. Кудря С.О., д.т.н. Головка В.М., к.е.н. Тучинський Б.Г., к.т.н. Коханевич В.П., н.с. Шихайлов М.О., гол.тех. Іванченко І.В., гол.тех. Петренко К.В. – 2 розділ;
- чл.-кор. НАН України, д.т.н. Резцов В.Ф., к.т.н. Суржик Т.В., к.т.н. Матях С.В., м.н.с. Щокіна В.А. – 3 розділ;
- к.т.н. Клюс С.В., к.т.н. Жовмір М.М., к.т.н. Клюс В.П., к.т.н. Четверик Г.О., к.т.н. Будько М.О., к.т.н. Дідківська Г.Г., м.н.с. Маслова Н.О., н.с. Новицька Є.Г. – 4 розділ;
- д.т.н. Васько П.Ф., к.т.н. Мороз А.В., Ібрагімова М.Р. – 5 розділ;
- д.т.н. Морозов Ю.П., н.с. Баріло А.А. – 6 розділ;
- д.т.н. Кузнецов М.П., д.т.н. Будько В.І., с.н.с. Кармазін О.А., н.с. Хілько В.А. – 7 розділ;
- чл.-кор. НАН України, д.т.н. Кудря С.О., к.т.н. Ткаленко М.Д., н.с. Яценко Л.В., н.с. Репкін О.О., м.н.с. Шинкаренко Л.Я. – 8 розділ.

Автори висловлюють щире подяку *Каплу В.В.*, д-р техн. наук, проф., директору ННІ енергетики, автоматики і енергозбереження НУБіП України, *Михальському В.М.*, член-кор. НАН України, д-р техн. наук, проф., завідувачу відділу перетворення та стабілізації електромагнітних процесів Інституту електродинаміки НАН України, *Ярошу Я.Д.*, д-р техн. наук, проф., декану факультету інженерії та енергетики Поліського національного університету 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 в першу чергу пов'язано із енергодефіцитністю у галузі існуючої енергетичної системи та незадовільним станом оточуючого середовища. 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.

Сьогодні 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 навколишнього середовища, у першу чергу за рахунок мінімізації викидів парникових газів. Нова угода в межах Рамкової конвенції ООН про зміну клімату (UNFCCC) щодо регулювання заходів зі зменшення викидів діоксиду вуглецю з 2020 р. 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. На відміну від Кіотського протоколу, 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 шляхом дотацій країнам, що розвивають використання низьковуглецевих технологій відновлюваної енергетики та скорочення видобутку і використання викопних видів палива.

Цілі України, як одного із 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 %.

Стратегією розвитку світової енергетики визначено, що у 2020 р. 20 % електроенергії буде вироблятись за рахунок використання ВДЕ та альтернативних видів палива (АВП), у 2040 р. – 50 %, а наприкінці ХХІ століття частка електроенергії, виробленої з ВДЕ та АВП може перевищити 85 %. До 2050 року планується довести частку ВДЕ та АВП в загальному паливно-енергетичному балансі Євросоюзу до 50 %.

Зокрема, США, Німеччина, Іспанія, Швеція, Данія, Японія планують у першій половині XXI ст. довести частку ВДЕ у власному загальному енергобалансі до 50 %. У 2009 р. країни-члени Європейського енергетичного співтовариства досягли згоди щодо імплементації Директиви ЄС 2009/28/ЄС із розвитку відновлюваної енергетики, спільною метою якої є досягнення 20 % енергії з відновлюваних джерел у валовому кінцевому споживанні енергії в Європейському Союзі до 2020 року. При цьому рівень викидів парникових газів має знизитися щонайменше на 20 %, порівняно з 1990 р., ефективність використання енергії – зрости на 20 %, а частку біопалива в загальному споживанні транспортного палива планується довести до 10 %.

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 [1]. Реалізація заходів Національного плану направлена на оптимізацію структури паливно-енергетичного балансу та на забезпечення у 2020 році споживання енергії, виробленої з відновлюваних джерел в обсязі 8,59 млн. т н.е., що складає 11 % від сукупного кінцевого вітчизняного споживання енергоресурсів та еквівалентно заміщенню більше ніж 10 млрд м³ газу.

Енергетичною стратегією України до 2035 р. передбачено збільшення частки «зеленої» енергії до 25 % у енергетичному балансі країни, зниження імпортозалежності енергетичної галузі України з 51 % у 2015 р. до 33 % у 2035 р., а також повноцінна інтеграція з енергетичною системою ЄС.

Європейська комісія офіційно представила проєкт 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. Одним із світових науково-технологічних лідерів у сфері моделювання енергосистем, а також спорудження високоманеврених газових електростанцій є Фінляндія. Ще у 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 і електропостачальної інфраструктури. Прогнозна ціна кіловат-години в основних регіонах світу була визначена приблизно 5,5-7 євроцентів [2].

В Україні за останні роки 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, направлених 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 і 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 направлені 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 акумулюючих потужностей, у тому числі на основі водню. Це є особливо актуальним з точки зору необхідності створення балансових потужностей у відновлюваній енергетиці України на виконання Закону України від 25.04.2019 р. «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 і 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 ім. Ігоря Сікорського» у 2002 році створено кафедру відновлюваних джерел енергії, що займається підготовкою кваліфікованих фахівців за всіма напрямками відновлюваної енергетики, у тому числі 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 у 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 із 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 енергетичної інфраструктури України та зведенню до мінімуму шкідливих викидів в атмосферу.

1.1. Загальні положення

Відновлювана енергетика – область господарювання, науки і техніки, що охоплює виробництво, передачу, перетворення, накопичення і споживання електричної, теплової і механічної енергії за рахунок використання в якості 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.

Загалом ВДЕ класифікують наступним чином:

- 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 із наступним:

- термоядерними процесами на Сонці (теплова та промениста енергія Сонця, енергія вітру, енергія біомаси, гідроенергія рік та хвиль, тепла енергія оточуючого середовища, у тому числі Землі, повітря, морів та океанів);

- гравітаційною взаємодією Сонця, Землі та Місяця (гідроенергія припливів).

Геотермальну енергію також відносять до відновлюваних видів енергії, хоча в даному випадку тепла енергія виділяється в результаті

протікання хімічних реакцій і розпаду радіоактивних елементів, запаси яких мають межу, тобто по своїй суті є невідновлюваним джерелом енергії [3].

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 із тонкого поверхневого шару Сонця, що називається фотосферою. Потужність випромінювання Сонця надзвичайно велика – $3,8 \cdot 10^{20}$ МВт. Електромагнітне випромінювання фотосфери Сонця поширюється у космічному просторі зі швидкістю світла. Енергія, яку щоденно випромінює Сонце, є джерелом життя на Землі. Вона підтримує у 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. Матеріалом для утворення горючих копалин були залишки рослинності і живих організмів, що в результаті довгострокових процесів без доступу повітря та під дією високої температури і тиску перетворювалися на торф, вугілля та нафту. Таким чином, на протязі 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 [3].

Вся енергетична система Землі складається із двох частин:

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

На поверхню Землі та на її атмосферу направлені наступні три енергетичні потоки із наступною потужністю:

- сонячне випромінювання 174400 ТВт;
- гравітаційна енергія планет 3 ТВт;
- тепловий потік із середини Землі 30 ТВт.

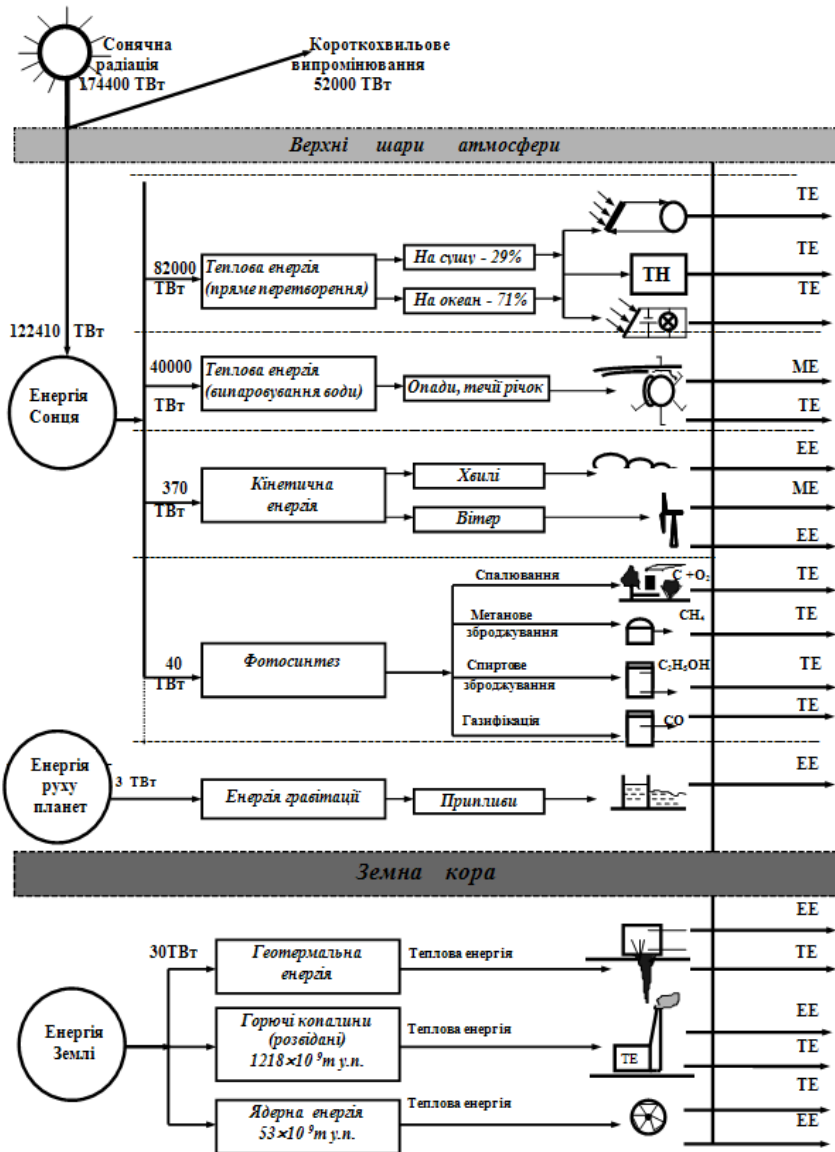


Рис. 1.1. Схема енергетичного балансу планети

Біля 30 % (52000 ТВт) сонячного випромінювання відбивається в космічний простір і практично не впливає на загальний енергетичний баланс планети. Решта, близько 70 % сонячного випромінювання, потужністю 122410 ТВт, що в 3710 разів перевищує потужність двох інших потоків енергії, є основною складовою енергетичного балансу Землі [3, 4]. Загальна енергія, що поглинається атмосферою та поверхнею Землі протягом року, майже в 11000 разів перевищує річне споживання енергії на планеті. Одна частка цієї енергії поглинається атмосферою, сушею та океаном і перетворюється в теплову енергію, яку можна освоювати за допомогою різних технічних засобів. Під дією другої частки енергії (40000 ТВт) проходить випаровування, циркуляція і випадання води, тим самим обумовлюється виникнення течій річок, морів та океанів. Третя частка 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 % від загального потоку енергії) поглинається рослинами і, 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 [3].

За рік земна куля отримує від Сонця $1330 \cdot 10^{27}$ Ккал теплової енергії. Більша частина цієї теплової енергії затримується в атмосфері і лише 2,5 % перетворюється в 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, але тільки 0,12 % перетворюється в хімічну енергію. Загальна кількість сонячної енергії, що досягає поверхні Землі за рік, у 50 разів перевищує всю енергію, яку можна отримати із доказаних світових запасів викопного палива [3, 4].

Основною перевагою використання відновлюваних енергоресурсів є їх невичерпність та екологічна чистота, що сприяє поліпшенню екологічного стану і не призводить до зміни енергетичного балансу на планеті. При використанні відновлюваних джерел енергії відпадає необхідність 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 енергії відновлюваних джерел, ґрунтуються на комплексному використанні різних видів відновлюваних джерел енергії та акумуляторів

енергії, фактично ліквідували перешкоди щодо їх широкомасштабного впровадження і 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 [3]:

1) відновлювані джерела механічної енергії, основними з яких є гідроенергія, вітрова енергія, енергія хвиль та припливів. У цілому якість цих джерел висока і зазвичай їх використовують для виробництва електроенергії. Коефіцієнт використання вітрової енергії складає до 30 %, гідроенергії – 60 %, хвильової і припливної енергії – 75 %;

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. Для сучасних парових турбін, наприклад, ця величина не перевищує 35 %;

3) відновлювані джерела енергії на основі фотонних процесів, до яких належать джерела, що використовують фотосинтез і фотоелектричні явища. Добитися високої ефективності перетворення енергії у всьому спектрі сонячного випромінювання дуже важко, і 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 у види, потрібні споживачам. В оточуючому середовищі завжди існують потоки відновлюваної енергії, тому в процесі розвитку відновлюваної енергетики необхідно орієнтуватися на місцеві енергоресурси, вибираючи найбільш ефективні 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 як їх вивчення, так і використання не може обмежуватися рамками однієї наукової дисципліни або завдання. Часто дослідження охоплюють область від промислової біотехнології до електроніки і процесів управління. Використання ВДЕ повинне 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 при пошуках нафти або газу; по-друге, вивчення потреб конкретного регіону в енергії для промислового, сільськогосподарського виробництва і побутових потреб. Зокрема, щоб вибрати найбільш економічне джерело енергії, необхідно знати структуру споживачів енергії. При розробці 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.

Найбільш масштабним на сьогодні є використання гідроенергії, сонячної та вітрової енергії. Досить широко та успішно функціонує велика гідроенергетика, проводиться робота по відновленню занедбаних і будівництву нових об'єктів малої гідроенергетики, особливо у важкодоступних для підведення ліній електропередач районах. Спалювання біомаси для отримання теплової енергії із застосуванням сучасного устаткування також стає все більш поширеним. Практично у всіх регіонах світу існують можливості для експлуатації вітроенергетичного обладнання з метою виробництва електроенергії і 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 і гарячого водопостачання, а також для виробництва електроенергії. Теплова енергія сонячної радіації може ефективно використовуватись для гарячого водопостачання і опалення; для виробництва електричної енергії найбільш поширеним є застосування методу фотоелектричного перетворення.

Вартісні показники електроенергії від відновлюваних джерел енергії, виробленої на різних видах електростанцій, вже зараз знаходяться в середньому на рівні традиційних електростанцій; очікується, що у наступні 10 років вартість технологій вітроелектростанцій (ВЕС) та сонячних електростанцій (СЕС) знизиться на 13 % та 57 % відповідно, що значно сприятиме впровадженню ВДЕ в Україні. За умови стабільного економічного та політичного середовища держави, забезпечення стабільності законодавчо-нормативного регулювання і інвестиційних умов та покращення умов фінансування проєктів відновлюваної енергетики Україна зможе значною мірою модернізувати та забезпечити енергонезалежність електричної та теплової генерації за рахунок технологій відновлюваної енергетики [5].

Використання енергії відновлюваних джерел в світі має найбільш давні традиції – ще кілька століть назад 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 свою актуальність.

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 у Японії у березні 2011 року, які показали реальну загрозу існуванню цивілізації, корінним чином 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 власними традиційними енергоресурсами, – 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 за новими екологічно чистими технологіями.

Необхідність використання відновлюваних джерел енергії в економіці розвинених країн зумовлюється не тільки обмеженими запасами викопних палив, але і вимогами до зменшення викидів в атмосферу парникових газів, перш за все, діоксиду вуглецю. Парниковий ефект – екологічна проблема, що визначається як підвищення температури і 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 CO₂, дозволить не тільки глобально знизити масштаби викидів CO₂, але й забезпечить у найближчому майбутньому можливість збільшення виробництва енергії, оскільки використання ВДЕ у якості первинних енергоджерел практично не впливає на тепловий баланс планети.

Оскільки відновлювана енергетика використовує потоки енергії, що вже існують у навколишньому просторі, теплове забруднення навколишнього середовища, обумовлене скиданням туди якоїсь частини перетвореної енергії, досить незначне. Незначними є й інші види забруднення повітря і води, а також об'єми відходів. В екологічному відношенні енергія відновлюваних джерел має перевагу перед звичайним паливом або атомною енергією.

З екологічної сторони 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. У найбільшій мірі цей недолік виявляється при експлуатації потужних установок. Наприклад, могутні гідроелектричні споруди споруджуються там, де легше утворити водосховище, тобто в живописній гірській або горбистій місцевості, і ця унікальна краса, природно, порушується. Ще важчими можуть бути наслідки при спорудженні водосховищ на рівнинних річках за допомогою гребель. Це може привести до ерозії ґрунту, погіршення його якості і в результаті – 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 значним чином прискорює економічний розвиток сільських районів, і взагалі відновлювана енергетика через свою специфіку більше відповідає сільському устрою життя, а не міському. Наглядним прикладом комплексного планування є деякі агропромислові підприємства. Відходи тваринництва і рослинництва можуть служити сировиною для виробництва метану, а також рідкого і твердого палива, а все в цілому – для виробництва добрив і високоефективного сільського господарювання; вітрові агрегати – 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.

Термінологія, що стосується основних понять відновлюваної енергетики, представлена нижче [3].

Традиційні енергоресурси – енергоресурси, що застосовуються в якості первинного джерела енергії в сучасній традиційній енергетиці, до них відносяться всі невідновлювані джерела енергії і два види відновлюваних – дрова і гідроенергія великих водотоків.

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

Органічне паливо – органічні речовини, як правило, природного походження, що використовуються в якості енергоджерел – вугілля, нафта, газ, дрова.

Розвідані запаси енергоресурсів – включають розвідані запаси 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 – включають 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 даний час технологій.

Відновлювані або невичерпні енергоресурси – це потоки енергії, що постійно або періодично діють в природі. До них відносяться всі 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 розділяють наступним чином:

- **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 і вологості атмосфери Землі внаслідок емісії в атмосферу вуглецевого газу і поглинення ним інфрачервоного випромінювання.

Умове паливо – одиниця обліку палива, що застосовується для співставлення 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. (таблиця 1.1) [3].

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.	29308	7000	8,14	=	0,7
1 кг н.е.	41868	10000	11,63	1,428	=

За одиницю умовного палива приймається 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 м³ – 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

Кількісні показники енергетичних ресурсів відновлюваних джерел планети показані в таблиці 1.2 [3].

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

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 в 2 рази перевищує об'єм річного видобутку всіх видів органічного палива [3].

За інформацією Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження із 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 р. – це майже 100 ГВт СЕС і близько 50 ГВт ВЕС. Найбільше «чисте» джерело електроенергії у світі – це гідроенергетика із 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 у всьому світі зросли на 171 ГВт – це майже на 8 % більше, ніж у 2017 році.

У 27 державах-членах ЄС в першій половині 2020 року 40 % електроенергії згенеровано за рахунок використання вітрової, сонячної, гідро- та біоенергії, перевищивши 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 %, в основному 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 результаті викиди вуглецю в енергетичному секторі Євросоюзу скоротилися майже на чверть за перші шість місяців 2020 року. [6].

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 є такі [7]:

- другий рік поспіль країни, що розвиваються, будують більше чистих енергогенеруючих 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 із 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 з цінами на електроенергію, виробленою традиційними викопними станціями з нижчою ціною електроенергії, необхідні політичні рішення. Стабільна політика щодо чистої енергетики є основою для сприяння інвестиційним потокам відновлюваної енергії на ринки, що розвиваються.

Результати дослідження BloombergNEF свідчать, що в даний 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 призвело до того, що ці дві технології стали найбільш економічними для нових електрогенеруючих потужностей країн, в яких проживають понад 66 % світового населення та виробляється біля 85 % електроенергії. За останні 6 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 %. Дані також вказують на стрімке падіння експлуатаційних витрат акумуляторних сховищ – ця технологія стає найбільш вигідною для згладжування пікових навантажень в таких країнах, як Китай, Японія або в ЄС [7].

Завдяки здешевленню технологій, зростає число 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 відповідно. За економічною ефективністю акумулятори вже перевершують газотурбінні установки. Зараз в Австралії готується до введення в експлуатацію 711 МВт електрогенеруючих потужностей, що працюють на відновлюваних джерелах, які будуть суміщені з акумуляторними станціями. Аналітики вважають, що найбільш ефективним проєктам у галузі вітроенергетики вдається досягти LCOE на рівні \$ 24 за МВт·год, а найнеефективніші сонячні електростанції досягли показника в межах \$ 23-\$ 29 за МВт·год. Якщо такі тенденції збережуться і надалі, то до 2030 року з'являться сонячні та вітрові електростанції з показником LCOE нижче \$ 20 за МВт·год. Причиною такого помітного падіння собівартості автори дослідження пояснюють вдосконаленням технологій, здешевленням виробництва обладнання та витратних матеріалів, а також певну державну підтримку. 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 за МВт·год, який із середини 2019 року зменшився на 9 % завдяки впровадженню високопродуктивних монокристалічних сонячних панелей. Ціна енергії нових сонячних електростанцій вже зрівнялася з вугільними, що свідчить про початок масштабної конкуренції у китайському енергетичному секторі [8].

Європейська комісія офіційно представила проєкт 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. Відновлювана енергетика створила робочі місця для понад 10 млн людей у всьому світі. Зокрема, у 2017 р. у цій сфері з'явилося додатково 500 тисяч нових робочих місць. Найбільше людей зайнято у сонячній енергетиці, а саме – 3,4 мільйонів. На біоенергетику припадає близько 3 млн робочих місць, з яких майже 2 млн – у сфері виробництва рідкого біопалива. На гідроелектростанціях знайшли роботу біля 1,5 млн чоловік. 70 відсотків усіх робочих місць створено у США, Китаї, Індії, Японії, Німеччині та Бразилії. Фахівці Міжнародного агентства з відновлюваної енергетики IRENA прогнозують, що до 2050 р. у сфері виробництва «чистої» енергії працюватимуть 28 млн людей по всьому світу [9].

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

Сучасна енергетика України перебуває в кризовому стані, основними причинами якого є:

- загроза незалежності України через прив'язку критичного імпорту в енергетиці (обладнання і енергоносіїв) до країн, здатних на порушення договірних графіків та передбачених інших умов постачання;
- вичерпаність технічного ресурсу і необхідність невідкладної реновації енергетичного обладнання ТЕС і АЕС за рахунок недержавних іноземних інвестицій через відсутність відповідних коштів в держбюджеті України.

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, зокрема недостатня ефективність використання традиційних паливно-енергетичних ресурсів;
- екологічні проблеми, зокрема необхідність виконання міжнародних зобов'язань щодо дотримання норм Кіотського протоколу та Паризької угоди.

Україна має зобов'язання перед світовою спільнотою щодо зменшення глобальних викидів парникових газів з метою протидії глобальному потеплінню на планеті. Виконання цього зобов'язання, як свідчить європейський досвід, потребує трансформації всього економічного укладу країни в напрямку низьковуглецевого розвитку. Одним з найважливіших аспектів в такому підході є необхідність виконання Україною взятих екологічних зобов'язань перед європейською спільнотою щодо зменшення

локальних шкідливих викидів, за якими ситуація в Україні є найгіршою в Європі.

Положення Енергетичної стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», згідно розпорядження 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 [10].

Жодне джерело відновлюваної енергії не є універсальним і придатним для використання в будь-якій ситуації. Це завжди визначається конкретними природними умовами і потребами суспільства, тобто конкретною ситуацією.

В основу рішення про використання відновлюваних джерел енергії зазвичай покладено результати багаторічних спостережень (моніторингу) за станом навколишнього середовища в даному районі. При цьому дуже важливо, щоб одержувана в процесі моніторингу інформація включала всі параметри, необхідні для розробки конкретної енергетичної системи. Частково таку інформацію містять результати метеорологічних спостережень, але, на жаль, розташування метеостанцій дуже часто не співпадає з місцем передбачуваного розміщення енергоустановок і методи реєстрації та аналізу метеоданих не є повністю відповідними 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 і результати моніторингу швидкості вітру. Значно складніше проводити оцінку енергопотенціалу ВДЕ, в основу якої не можуть бути покладені стандартні метеодані. В цьому випадку необхідні спеціальні методи вимірювань і відповідні прилади, що вимагає значних людських і матеріальних ресурсів.

Наукові дослідження з використання відновлюваних джерел енергії в Україні і СРСР почалися в 80-і роки у Київському політехнічному інституті (зараз Київський національний технічний університет України «КПІ ім. Ігоря Сікорського») під керівництвом член-кореспондента АН України Денисенко Г.І. 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 із використанням

акумуляторів електричної і теплової енергії та автоматизації управління режимами їх роботи [11].

Перевірка наукових розробок і відпрацювання робочих режимів проводилася на науково-дослідному полігоні КПІ "Десна", розташованому на межі Київської і 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 акумуляування і 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 акумуляування 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. Необхідно відзначити, що ці роботи проводилися в часи, коли відношення 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 і екологічної безпеки держави. Досить швидким темпам цього розвитку сприяє науковий та практичний доробок у цій галузі, набутий на протязі останніх 40 років фахівцями Інституту відновлюваної енергетики НАН України; значний вклад в розвиток відновлюваної енергетики внесли Національний технічний університет України «КПІ ім. Ігоря Сікорського», ряд інститутів НАН України та закладів Міністерства енергетики [11].

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

Досить розгалуженою є сфера освіти в галузі відновлюваної енергетики – в даний час в Україні 10 вищих навчальних закладів займаються підготовкою кваліфікованих фахівців з різних напрямків відновлюваної енергетики, провідною з яких є кафедра відновлюваної енергетики при Національному технічному університеті України «КПІ ім. Ігоря Сікорського».

З 2003 році в рамках Національної академії наук України функціонує Інститут відновлюваної енергетики, в задачі якого входить здійснення фундаментальних і прикладних досліджень з метою одержання нових наукових знань в області фізико-технічних проблем енергетики на основі ВДЕ, спрямованих на формування перспективних напрямів освоєння енергії ВДЕ, перетворення і стабілізацію параметрів енергії, підвищення ефективності і 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 і використання сонячної енергії, наукових основ перетворення і використання енергії вітру, теплофізичних основ використання геотермальної енергії, наукових основ процесів перетворення і використання енергії малих річок та морів, наукових основ перетворення і використання відновлюваних органічних енергоносіїв. Інститут здійснює фундаментальні та прикладні дослідження в галузі 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 теплопостачання на основі ВДЕ з використанням різних систем акумулювання енергії; математичного моделювання процесів у системах комплексного енергопостачання та їх окремих елементах для раціонального вибору параметрів і характеристик систем енергопостачання та режимів їх функціонування; аналізу 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. У рамках виконання проекту 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 [11].

Для поширення інформації та формування громадської свідомості населення 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 XXI 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 доквілля.

Перша редакція Атласу енергетичного потенціалу України, випущеного в 2001 році, розроблена в рамках виконання роботи «Створення інформаційно-аналітичної системи оцінки потенціалу відновлюваних джерел енергії України» і була направлена 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 проєкт». 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 % [12].

Остання редакція Атласу енергетичного потенціалу України направлена на визначення показників річного технічно-досяжного енергетичного потенціалу ВДЕ України із врахуванням сучасного рівня технічного оснащення за всіма напрямками його освоєння. В результаті уточнення кількісних параметрів технічно-досяжного енергетичного потенціалу ВДЕ на всій території України та параметрів енергетичного обладнання встановлено, що на даний час технічний рівень освоєння може бути збільшений в 10 разів. В атласі на основі бази 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 наступних 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 на 2020 рік, наведені в таблиці 1.3. [13].

Додатково представлено інформацію щодо розміщення об'єктів на основі відновлюваних джерел енергії, впроваджених на даний час на території областей України.

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	82768	99323
Енергія вітру (із врахуванням територіальних вод та внутрішніх водойм)	688000	2173770
Енергія малих річок	376	1272
Геотермальна енергія	10810	80494
Енергія біомаси	92078	362161
Всього	874 тис. МВт	2217 млрд кВт·год/рік

Розробка забезпечує оперативну обробку щорічної та додаткової інформації без знищення поточної. Представлені в атласі енергетичні показники відновлюваних джерел енергії України можуть використовуватись замовниками та проєктувальниками енергетичного обладнання як базові із врахуванням відповідних щорічних поправок. Наряду із енергетичним потенціалом при впровадженні обладнання відновлюваної енергетики в конкретній місцевості необхідно враховувати також інфраструктурні передумови, місцеві та конструктивні фактори.

Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України призначено для використання в процесі проведення науково-дослідних, пошукових та проєктувальних робіт при розробці, створенні та впровадженні обладнання відновлюваної енергетики за основними напрямками їх освоєння.

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 проєктних розробок за рахунок правильного 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.

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 рис. 1.2., 1.3.

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	3 603	22 128	1	840	1 273	27 844
Вінницька	3 646	13 393	24	40	6 192	23 295
Волинська	2 770	7 184	1	40	2 239	12 234
Дніпропетровська	4 388	38 978	2	120	5 128	48 616
Донецька	3 646	32 387	5	200	2 835	39 072
Житомирська	4 102	10 640	8	50	4 575	19 374
Закарпатська	1 757	1 163	132	1 400	1 209	5 661
Запорізька	3 737	33 196	0	40	3 646	40 620
Івано-Франківська	1 911	2 416	59	600	1 671	6 658
Київська	3 868	11 983	3	40	4 961	20 855
Кіровоградська	3 381	21 226	15	40	4 482	29 144
Луганська	3 669	32 591	2	80	2 042	38 384
Львівська	3 002	8 015	46	1 400	2 672	15 135
Миколаївська	3 382	30 043	3	80	3 435	36 943
Одеська	4 580	34 719	1	240	4 912	44 453
Полтавська	3 953	14 522	6	1 400	5 662	25 544
Рівненська	2 756	7 745	3	40	2 594	13 139
Сумська	3 277	11 096	2	560	5 009	19 945
Тернопільська	1 901	6 983	12	80	3 019	11 995
Харківська	4 320	27 119	10	1 300	5 160	37 908
Херсонська	3 913	34 761	1	1 300	3 360	43 335
Хмельницька	2 839	10 429	8	40	4 668	17 984
Черкаська	2 874	10 558	8	40	4 150	17 630
Чернівецька	1 113	2 414	24	40	1 252	4 843
Чернігівська	4 381	12 311	1	800	5 932	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	4 323	60 090	3	6 255	5 236	75907
Вінницька	4 375	36 371	83	298	25 327	66453
Волинська	3 324	19 510	4	298	8 310	31446
Дніпропетровська	5 266	105849	7	894	20 646	132662
Донецька	4 375	87 949	16	1 489	11 673	105502
Житомирська	4 922	28 893	27	372	16 619	50834
Закарпатська	2 108	3 157	439	10 424	4 180	20308
Запорізька	4 485	90 148	1	298	14 089	109020
Івано-Франківська	2 294	6 562	196	4 468	6 415	19935
Київська	4 642	32 540	11	298	20 116	57606
Кіровоградська	4 057	57 641	53	298	17 724	79 773
Луганська	4 403	88 503	7	596	8 032	101540
Львівська	3 602	21 766	153	10 424	10 428	46373
Миколаївська	4 059	81 584	11	596	13 448	99697
Одеська	5 496	94 283	5	1 787	19 693	121264
Полтавська	4 743	39 437	22	10 424	22 425	77051
Рівненська	3 308	21 033	10	298	9 396	34045
Сумська	3 933	30 133	8	4 170	19 445	57689
Тернопільська	2 281	18 963	42	596	12 301	34182
Харківська	5 183	73 645	33	9 680	20 171	108713
Херсонська	4 696	94 397	2	9 680	13 212	121987
Хмельницька	3 406	28 321	29	298	18 719	50774
Черкаська	3 449	28 671	28	298	16 964	49410
Чернівецька	1 336	6 554	80	298	4 714	12982
Чернігівська	5 258	33 433	2	5 957	22 879	67528
Разом	99323	1189433	1272	80494	362161	1732682
Територіальні води та внутрішні водойми		984337				
Всього	99323	2173770	1272	80494	362161	2717019

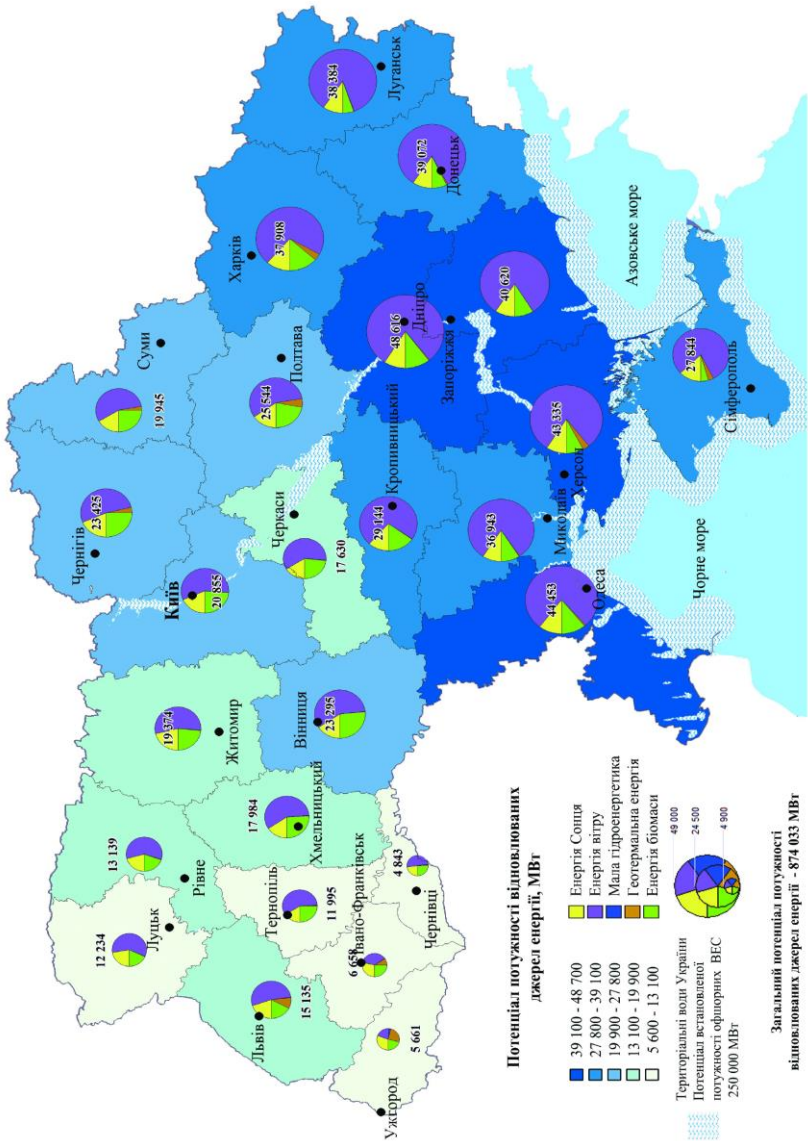


Рис. 1.2. Розподіл сумарного річного технічно-досяжного потенціалу встановленої потужності ВДЕ по території України, МВт

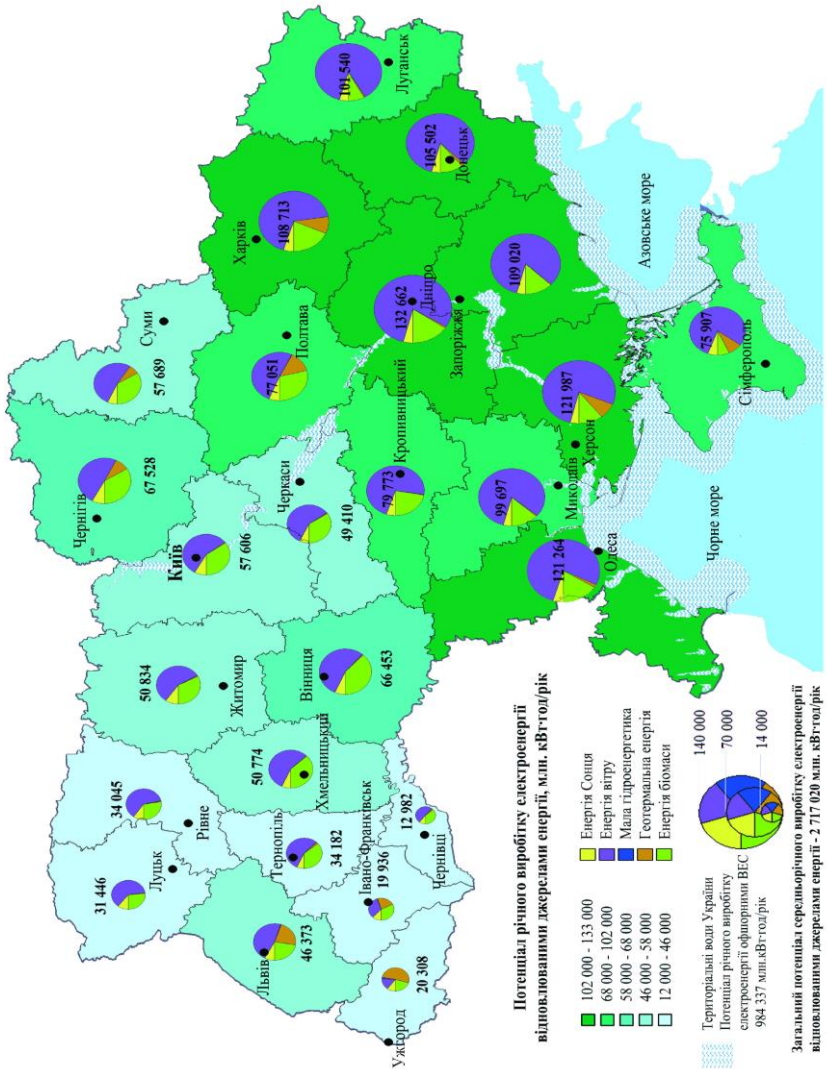


Рис. 1.3. Розподіл сумарного річного технічно-досяжного потенціалу виробітку електроенергії за рахунок ВДЕ по території України, млн кВт·год/рік

Встановлені потужності ВДЕ в Україні мають тенденцію до щорічного зростання (падіння у 2014 році спричинене втратою об'єктів енергетики у АР Крим та в зоні АТО). Середньорічний темп зростання встановленої потужності відновлюваних джерел енергії складає 31 %. З 2015 року по I квартал 2020 року потужність об'єктів відновлюваної електроенергетики (без урахування тимчасово окупованої території АР Крим), яким встановлено «зелений» тариф, збільшилась на 6727 МВт (з 967 МВт до 7694 МВт), з них введено в експлуатацію [14]:

- 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 у 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-е місце у рейтингу інвестиційної привабливості «зеленої» енергетики країн, що розвиваються, тоді як за рік до цього країна займала 63-ю сходинку. Такі дані офіційно оприлюднені у дослідженні від Bloomberg New Energy Finance [14]. З 2018 року Україна набула статусу повноправного члена Міжнародного агентства з відновлюваних джерел енергії.

За даними Держенергоефективності, станом на 01.01.2020 року в Україні працює 23110 (1142 промислових та 21968 СЕС домогосподарств) об'єктів відновлюваної електроенергетики, яким встановлено «зелений» тариф, загальною потужністю 6932 МВт, з них [14]:

- 852 СЕС загальною потужністю 4 925 МВт;
- 69 ВЕС загальною потужністю 1 170 МВт;
- 21968 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 рази більше в порівнянні з аналогічним періодом минулого року. Необхідно відмітити, що збільшили

генерацію електроенергії на 19,2 % (288 млн кВт·год) блок-станції, які працюють в об'єднаній енергетичній системі України і підпорядковується її централізованому диспетчерському управлінню. Вироблена електроенергія використовується для покриття власного споживання, а надлишки виробленої електричної енергії продаються енергопостачальнику. В той же час всі традиційні види генерації зменшили виробництво електроенергії, яке за січень-лютий 2020 року, порівнюючи з аналогічним періодом 2019 року, зменшилось на 7,5 % – до 27,318 млрд кВт·год. Так, виробництво електроенергії на атомних електростанціях знизилось на 5,9 % – до 15 млрд кВт·год. На теплоелектростанціях генерація впала на 21,9 % – до значення 6,575 млрд кВт·год. Також падіння у виробництві на 21 % спостерігалось на гідроелектростанціях та гідроакумуючих станціях – до 1,17 млрд кВт·год [15].

На даний час у області прикладних наукових досліджень розроблено цілий ряд нових технічних рішень для створення енергоефективної техніки і технологій відновлюваної енергетики. Можливі обсяги енергозабезпечення за рахунок енергії відновлюваних джерел в різних регіонах України залежать від багатьох факторів. Необхідно відмітити, що промислово розвинені області з високим енергоспоживанням мають більш низький енергопотенціал ВДЕ.

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

Широке використання енергії відновлюваних джерел сприятиме підняттю рівня життя, особливо у 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 і газу. Цікавим є також вплив такого, як вважається в даний час, негативного фактору потоків відновлюваної енергії – низької щільності і розсіяності в просторі; при активному використанні 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. Використання енергії відновлюваних джерел для побутових потреб

Використання відновлюваних джерел енергії для побутових потреб є надзвичайно важливим для України, що в першу чергу пов'язано з енергодефіцитністю і 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 повинне передувати всебічне вивчення потреби в ній. Оскільки виробництво енергії завжди є недешевим і при використанні традиційних технологій пов'язане з небажаною дією на навколишнє середовище, дуже важливо витратити її ефективно і 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 із орієнтацією на використання енергоефективного обладнання (котлів/конвекторів з поліпшенням ККД та двоконтурних котлів, рекуператорів тепла, автоматичних систем керування та ін.) рекомендується перехід на теплогенеруюче обладнання, яке використовує будь-які види палива та енергії, крім природного газу (відходи деревообробки, пелети, сонячні колектори, теплові насоси тощо) [16].

Термомодернізація бюджетних будівель й запровадження систем енергетичного менеджменту та моніторингу використання відновлюваних енергоресурсів дозволить скоротити витрати бюджетних коштів на оплату енергоносіїв. Одним із 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. У результаті, інвестиційна підтримка

енергоефективності в житлово-комунальному секторі, здебільшого, зосереджується на існуючих будівлях. Згідно проведених оцінок, для енергозбереження в Чехії 89 % коштів виділено на утеплення існуючого житла, обсяг субсидій для використання відновлюваної енергетики склав 10 %, а на пасивне будівництво виділено 1 % фінансових ресурсів [17].

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 із відновлюваних джерел на 1027,8 ГВт·год. У результаті зменшення споживання палива в Чехії при виробництві енергії завдяки енергозбереження населенням відбувається скорочення 1 % щорічних викидів CO₂ в атмосферу та зменшення забруднення пилом [17].

Згідно «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, у тому числі з метою нівелювання нерівномірної роботи генеруючих потужностей ВДЕ.

Різні види відновлюваних джерел енергії мають принципові відмінності, тому їх ефективне використання у приватному секторі повинно ґрунтуватись на науково розроблених принципах перетворення енергії ВДЕ у види, потрібні споживачам. У процесі впровадження заходів відновлюваної енергетики для енергозабезпечення споруд громадського призначення необхідно орієнтуватися на місцеві енергоресурси, вибираючи найбільш ефективні 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 даній 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 [3, 18].

Перспективною можливістю накопичувати велику кількість електроенергії на протязі 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 [19].

1.4. Методи стимулювання розвитку відновлюваної енергетики

Створення нової галузі енергетики потребує стимулюючої підтримки, в першу чергу, з боку держави, причому відновлювана енергетика в даному випадку 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 і традиційної енергетики, які досі працюють на викопних видах палива.

Найбільш поширеними 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 даній сфері діяльності та контролює їх дотримання [20].

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. У даний час ціни на більшість традиційних видів палива знаходяться на історично сформованому низькому рівні, що, безумовно, перешкоджає можливостям використання ВДЕ. В даному випадку необхідним є застосування політичних заходів для виконання фундаментальних зобов'язань щодо стану оточуючого середовища та надійності енергопостачання. При цьому довгострокові плани розвитку

відновлюваної енергетики, які включають політичні, законодавчі, адміністративні, економічні та маркетингові аспекти, відіграють найбільш важливу роль в процесі розвитку відновлюваної енергетики.

1.4.1. Методи стимулювання розвитку відновлюваної енергетики у світі

Розвиток енергетики на основі відновлюваних джерел енергії на протязі 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 сектора промисловості відновлюваної енергетики, але й забезпечили досягнення передового положення в даній галузі в світі. У даний 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 і 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 наступне:

- 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 і послуг у відновлюваній енергетиці.

Європейська комісія відслідковує досягнення Європейського Союзу в цій сфері енергетики. Будуть також досліджені і більш широко впроваджені інші фінансові методи стимулювання освоєння використання ВДЕ, які добре себе зарекомендували в деяких країнах-членах ЄС [20]:

- так звані «золоті» або «зелені» фонди, адресовані ринкам довгострокового позикового капіталу. Такі фонди фінансуються приватними банками, для яких, в цьому випадку, характерні більш низькі процентні ставки. Норма прибутку, при якій можлива більш низька 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 стимулюючої 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 має на увазі, 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 і 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 даний регіон найкраще забезпечений і практикують в даних галузях тендерну політику.

Державну підтримку в західних країнах можна розділити на декілька напрямів [20]:

- фінансування науково-дослідних та дослідно-конструкторських робіт (НДДКР) з розвитку об'єктів відновлюваної енергетики; в даний час доля фінансування становить 20-30 % від загального фінансування науки; провідне місце займає державне фінансування НДДКР фотоелектроенергетики та паливних елементів;

- фінансування загальноосвітніх програм, курсів для підготовки спеціалістів у відповідній області, 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 в 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 таким чином 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; в Хорватії – пільговий «зелений» тариф та пільгові позики; в Естонії «зелена» надбавка (FIP) виплачується від максимальної ринкової ціни на електроенергію та діють пільгові позики Ряд країн мають більш складні механізми стимулювання. У Франції «зелений» тариф (FIT), що гарантує фіксовану ціну за 1 кВт-год електроенергії, диференціюється в залежності від виду джерела (тривалість дії 15-20 років); підтримка діє лише для ВЕС, що розташовані в певних зонах; споживачі усіх видів «чистої» енергії звільняються від екологічних податків; зменшуються податки на прибуток для всіх джерел та ПДВ для фотовольтаїчних джерел [20].

У Німеччині, яка планує збільшення частки у виробництві електроенергії наступним чином: 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 із ключових документів у німецькій політиці зі зміни клімату та енергетики), зміни набрали чинності 1 січня 2012 р. Надалі 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 [20].

Найбільш поширеними 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, в першу чергу, 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 стимулюючої політики держави і 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 і 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 проєктно-конструкторських розробок та організації їх впровадження;

- здійснення підготовки фахівців за всіма напрямками розвитку відновлюваної енергетики;

- створення профільної інфраструктури на основі вже існуючих навчальних, проєктно-конструкторських та науково-дослідницьких організацій;

- розробка нормативно-правової бази, що сприятиме впровадженню розробок на основі ВДЕ, у тому числі щодо доступу об'єктів ВДЕ до електричних і теплових мереж енергокомпаній та відведення земельних площадок;

- створення сертифікаційної та метрологічної бази;

- створення бази для виробництва технічних пристроїв та обладнання, монтажу, експлуатації, ремонту та сервісу.

Розробка вітчизняних законопроєктів, направлених на розвиток відновлюваної енергетики, свідчить про визнання Урядом України важливості вирішення проблеми забезпечення надійного і диверсифікованого енергопостачання суспільного виробництва й населення із підвищенням екологічної чистоти енерговиробляючого та паливо- і енергоспоживаючого обладнання.

Для вирішення головних проблем, що виникають при впровадженні техніки та технологій відновлюваної енергетики, необхідно:

- визначення порядку відведення земельних площадок 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 сприятиме залученню інвестицій у відновлювану енергетику. Будівництво потужних електростанцій повинно проводитись паралельно із розширенням електромереж у напрямку підвищення їх пропускної спроможності. На стадії відведення земельних ділянок та виготовлення проєктної документації необхідне проведення екологічних експертиз, які для кожного із видів енергетичного обладнання відновлюваної енергетики мають свої особливості. Так, наприклад, для встановлення вітроенергетичного обладнання необхідно 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 шляхом нарощування обсягів виробництва енергії із відновлюваних джерел в Україні, рекомендовано прийняття ряду заходів щодо розвитку відновлюваної енергетики в Україні. Найбільш суттєвими 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 удосконалення нормативно-правової бази стосовно стимулювання використання відновлюваних джерел енергії на етапі відведення земельних площадок для об'єктів відновлюваної енергетики при розробці проектів нових об'єктів будівництва та реконструкції систем енергопостачання;
- створення постійно діючої науково-технічної ради з питань відновлюваної енергетики із залученням провідних спеціалістів у даній галузі;
- розроблення змін та доповнень до стратегії розвитку відновлюваної енергетики до 2030 р. 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 рамках Енергетичного Співтовариства щодо зменшення локальних шкідливих викидів та з метою комплексного вирішення проблеми виведення з кризи енергетики і 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 і рекомендований ним для використання в якості основи. За наказом Першого віце-прем'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 і узгодження між собою енергетичної, екологічної, економічної і інвестиційної політики

щодо розвитку енергетики, які мають враховувати одночасно і збалансовано інтереси як держави, так і приватних інвесторів.

Головним завданням для нашої країни в даний час 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 питань, вирішення яких забезпечить широкомасштабне впровадження обладнання на основі ВДЕ і які необхідно вирішувати першочергово, ключовими є питання суттєвого 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 напрямки державної політики України у 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 року №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 і 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 законодавчих актів, що регулюють ринок відновлюваних джерел енергії в Україні представлено нижче [21].

Закони України:

- Закон України «Про енергозбереження» №74/94-ВР від 01.07.1994 визначає основи енергозбереження для всіх підприємств і установ, що знаходяться 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 і регулює відносини, пов'язані із виробництвом, передачею, постачанням і використанням енергії. У законі дано визначення «зеленого тарифу» (стаття 1), описано ліцензування діяльності (Стаття 13), описано механізм встановлення і 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 відсотків 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 р. 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;

- 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 р.

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 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 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».

Для України надзвичайно важливим є більш тісне 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 і розвитку сфери виробництва енергоносіїв з відновлюваних джерел енергії та альтернативних видів палива на 2010-2015 роки, проте зазначена Програма наразі не передбачала всього необхідного комплексу заходів для сприяння вільному розвитку децентралізованої і монополізованої відновлюваної енергетики.

Кабінетом Міністрів України 10 жовтня 2014 року затверджено Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року від 01.10.2014 р.

Адаптація нормативно-правової бази України до вимог Директиви 2001/77/ЕС 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 проєктом 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.

Для цього країнами мають бути вжиті відповідні заходи зі стимулювання підвищення рівня споживання електроенергії, виробленої з ВДЕ відповідно до національних індикативних цілей.

Директива 2009/28/ЕС «Про стимулювання використання енергії з відновлюваних джерел, внесення змін та подальшої заміни директив 2001/77/ЕС та 2003/30/ЕС» – Україна зобов'язалась привести законодавство у відповідність до вимог Директиви до 1 січня 2014 року, зокрема прийняти національний план дій з відновлюваної енергетики до 30 червня 2013 року.

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.

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 небаланс 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) [22].

З 1 січня 2020 року згідно із 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 – зниження тарифної ставки 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 у 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 результаті буде встановлюватися аукціонна ціна за електроенергію з урахуванням можливої надбавки 5-10 % за використання українських технологій [23].

Аукціонна модель діє в багатьох країнах світу і передбачає встановлення справедливих цін на альтернативну енергетику через проведення аукціонів замість фіксованого зеленого тарифу, який в даний момент 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 продовжить діяти до 2030 року і буде поширюватися на наступних учасників ринку [23]:

- 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.

Висновки

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

Головним завданням для нашої країни в даний час 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 нової 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 доквілля.

Основними стримуючими факторами широкомасштабного розвитку відновлюваної енергетики України в першу чергу є низький рівень довіри до державної політики щодо стимулювання її розвитку. Це пояснюється відсутністю планів щодо довгострокового розвитку, в першу чергу після 2030 року, енергетичного вітчизняного сектору. Негативний вплив мають останні зміни – відміна податкових пільг для ВДЕ, зменшення розміру «зелених» тарифів, а також збільшення вартості приєднання до електромереж та перспектива штрафів за небаланс енергії.

Для подолання упередженості потенційних споживачів енергії ВДЕ необхідно проведення ефективної комунікаційної роботи із місцевими органами самоуправління із наданням економічних, соціальних та екологічних переваг проектам 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 у регіонах України.

Зі сторони 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, із відповідним наповненням щодо стимулювання, гарантій та фінансової кредитної підтримки проектів та програм залучення місцевих громад до проектів ВДЕ.

Перелік посилань

1. Кудря С.О. Стан та перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні // Вісник НАН України, № 12, 2015. – С. 19-26.
2. 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-ukrajini-u-2050-roci>.
3. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії / Кудря С.О. – Підручник. – Київ: Національний технічний університет України («КПІ»), 2012. – 495 с.
4. Мхитарян Н.М. Энергетика нетрадиционных и возобновляемых источников. К., Наукова думка, 1999. – 314 с.
5. Розвиток відновлюваних джерел енергії в Україні. Звіт в рамках проєкту «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.
6. В ЄС уперше "зелена" енергетика обігнала "класичну" [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <https://rubryka.com/2020/07/25/v-yes-upershe-zelena-energetyka-obignala-klasychnu/>.
7. Основні результати від Bloomberg New Energy Finance <https://euea-energyagency.org/uk/novyny-ta-podiyi/novyny-rynku/key-results-of-climatescope-2019-by-bloombergnef-2/> [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <https://euea-energyagency.org/uk/novyny-ta-podiyi/novyny-rynku/key-results-of-climatescope-2019-by-bloombergnef-2/>.
8. Сонячні та вітрові станції + акумуляторні сховища – тепер найдешевші джерела енергії у світі [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <https://site.ua/ira.kovalchuk/27882/>.
9. Renewable Energy and Jobs – Annual Review 2018 [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <http://irena.org/publications/2018/May/Renewable-Energy-and-Jobs-Annual-Review-2018>.
10. 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.
11. Інститут відновлюваної енергетики НАН України. Історія становлення, сучасність та перспективи / За ред. С.О. Кудрі. – Київ.: Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2018. – 94 с.
12. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України / За ред. С.О. Кудрі. – Київ.: ТОВ "Віол Принт", – 2008. – 55 с.
13. Кудря С.О. Електроенергетичний потенціал відновлюваних джерел енергії України / Матеріали XXI-ої міжнародної конференції “Відновлювана енергетика та енергоефективність XXI століття”, м. Київ, 14-15 травня 2020 р. – С. 26-33.
14. 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

15. 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-zrosla-bilsh-nizh-vdvichi-670283.html.

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

17. Желізний А. Огляд державного механізму стимулювання енергозбереження в муніципальних та житлово-комунальних будівлях Чехії. Національний екологічний центр України, www.nescu.org.ua. Київ. – 2012. – 10 с.

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

19. 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.

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

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

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

23. 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>.

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 і 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 перш за все відноситься доступність, повсюдне поширення і практична невичерпність ресурсів. Джерело енергії не потрібно здобувати і транспортувати до місця споживання: вітер сам поступає до встановленого на його шляху вітродвигуна. Ця особливість вітру надзвичайно важлива для важкодоступних (арктичних, степових, пустинних, гірських і т. п.) районів, віддалених від джерел централізованого енергопостачання, і для відносно дрібних (потужністю до 100 кВт) споживачів енергії.

Основним недоліком при використанні вітру як енергетичного джерела є непостійність його швидкості, а отже, і 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 і 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 рамках якої розробляються теоретичні основи, методи і засоби використання енергії вітру для отримання механічної, електричної та теплової енергії, визначаються напрями і масштаби доцільного використання вітрової енергії в народному господарстві. Вітроенергетика складається з 2-х основних частин: *вітротехніки*, що розробляє теоретичні основи і практичні прийоми проектування технічних засобів (агрегатів і установок), і *вітровикористання*, що включає 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» у 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 плані людство зробило з винаходом стародавніми єгиптянами більше 5000 років тому вітрила, яке перетворювало кінетичну енергію вітру в кінетичну ж енергію цілеспрямованого руху вітрильного судна.

Перші прості вітродвигуни застосовували за глибокої давнини в Єгипті і Китаї. У Єгипті (біля м. Александрії) збереглися залишки кам'яних вітряних млинів барабанного типу, побудованих ще в 2-1 ст. до н.е.

У 7 ст. н.е. перси будували вітряні млини вже більш довершеної конструкції – крильчаті. Дещо пізніше, приблизно в 8-9 ст., вітряні млини з'явилися на Русі і в Європі. Починаючи з 13 ст., вітродвигуни отримали широке розповсюдження в Західній Європі, особливо в Голландії, Данії і 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 18 ст. у Голландії працювало 1200 вітроустановок, які захищали 2/3 території країни від заболочування ґрунтів. До кінця 19 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-фізиком і інженерам вдалося розробити пристрої для генерації електричного струму, які перетворюють в електроенергію механічну енергію обертання. Оскільки в утилізації енергії вітру людство також мало величезний досвід, досить скоро були виконані перші спроби перетворювання механічної енергії вітру в електроенергію.

Перша вітрова електроустановка (ВЕУ), була побудована у Шотландії в 1887 р. професором Джеймсом Блісом із Глазго (рис. 2.1) [1]. Вона мала висоту 10 м, була встановлена в саду його дачі в Марікірке і використовувалася для зарядки акумуляторів і живлення освітлення в котеджі. Бліс 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 у місцевій лікарні та амбулаторії Монтроуз, винахід так і не завоював популярність, оскільки технологія не вважалася економічно життєздатною.

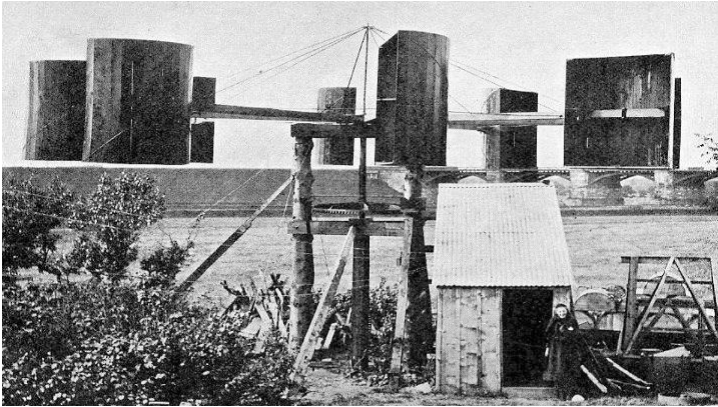


Рис. 2.1. ВЕУ Дж. Бліса

Подальший розвиток вітроенергетики перекинувся до Північної Америки, де Чарльз Ф. Браш (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.)

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

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



Рис. 2.3. Вітряні млини Поля ля Кура

У 1897-му він побудував модифікований варіант вітряка, який пропрацював 30 років. Ля Кура по праву вважають засновником вітроенергетичної науки. Найбільш вагомі 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 і її споживання;
- вперше використано електроенергію від вітряка для виробництва водню електролізом. Згідно ідей 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 прийшла в голову думка

побудувати в Криму потужну вітрову електростанцію (ВЕС). Для виконання проекту ВЕС було оголошено всесоюзний конкурс. В цей час в Новосибірську жив наш земляк, полтавчанин Ю.В. Кондратюк, куди його було безпідставно заслано радянською владою. Сьогодні ця людина відома у всьому 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 проект ВЕС, ескіз якого було завершено в листопаді 1932 р. На конкурсі ВЕС проект Ю. Кондратюка було визнано кращим.

Остаточно технічний проект було доопрацьовано до середини лютого 1934 р. У 1937 р. на горі Ай-Петрі в Криму за підготовленими робочими кресленнями почалося будівництво фундаменту ВЕС.

На цей проект Кондратюк витратив майже шість років роботи. Проектна потужність ВЕС складала 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 коміру перекочувався «потяг» з візків із вертикальними і горизонтальними колесами. На вершині стовбура встановлено машинне відділення з генератором і вітроколесом з чотирма лопатями діаметром 80 м (рис. 2.4).

Існував і другий варіант проекту – на 165-метровій вежі на двох ярусах розміщались два вітроколеса діаметром 80 м кожне (рис. 2.5).

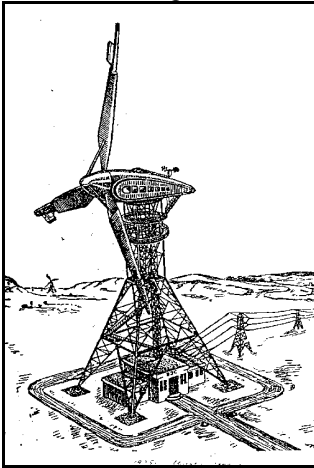


Рис. 2.4. Вітрова електрична установка Ю. Кондратюка (варіант 1)

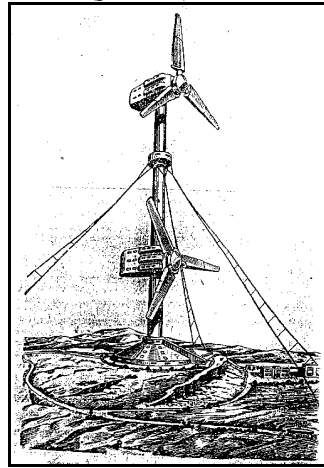


Рис. 2.5. Вітрова електрична установка Ю. Кондратюка (варіант 2)

У лютому того ж року загинув ініціатор створення ВЕС — Серго Орджонікідзе. І вже в 1938 р. Головернерго СРСР ухвалило рішення про припинення проектування і будівництва потужних вітроелектростанцій.

У 1941 р. 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. ВЕУ «Smith-Putnam»

Підключений до енергетичної мережі, цей генератор поставляв електроенергію протягом 3,5 років. Енергетична компанія використовувала вітрогенератор у комбінації із гідрогенератором, який відключався в періоди наявності необхідної сили вітру. Проте у 1945 р. раптовий сильний вітер зламав одну з лопатей, відкинувши її на 280 м. Нестача матеріалу у 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. Справа в тому, що на той час геологи вже відкрили значну кількість родовищ органічного палива — газу, нафти, вугілля — розташованих у багатьох країнах світу. Ціни на енергоносії не включали в себе 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.

Характерна сучасна ВЕУ (рис. 2.7) є грандіозною спорудою з трьома лопатями на горизонтальній осі, розташованій на висоті не менше 100 м, і вітроколесом з діаметром 150 м. (Таким чином, площа захоплюваної поверхні вітроколеса більша, 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 XXI 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 р. ректор Київського політехнічного інституту (КПІ), проф. Григорій Іванович Денисенко побачив перспективи комплексного використання відновлюваних джерел енергії, проявивши при цьому неабияку далекоглядність. Він зміг переконати наділених владою високопоставлених

чиновників і домогся виділення землі і фінансових коштів під будівництво полігону «Десна» з комплексного використання відновлюваних джерел енергії на межі Київської і Чернігівської областей (12 га).

Основна ідея будівництва — показати можливість існування невеликого поселення незалежно від наявності централізованої мережі.

У 1979 р. цей полігон в основному був побудований (рис. 2.8), і на ньому почали проводитися науково-дослідні і дослідно-конструкторські роботи із комплексного використання відновлюваних джерел енергії.



Рис. 2.8. Загальний вигляд полігону «Десна»

При створенні вітроустановок використовувались усі можливі підручні засоби. Наприклад, лопаті — із списаних вертольотів МІ-2. Замість редукторів використовувалися ціп'яні передачі з кроком ланцюга 32 мм, елементи якої виготовлені на київському заводі «Верстатів та автоматів». Втім, в уряді, здається, так само серйозно відносилися до проєкту, тому що деякі деталі надходили з заводів у м. Краматорськ та «Авіазаводу».

На полігоні «Десна» була створена вітроелектрична станція, що складалася з 8 вітроелектричних установок по 20 кВт кожна, здатних працювати як на мережу, так і в автономному режимі. На цих вітроустановках, які були розроблені співробітниками спеціального наукового підрозділу КПП, був проведений великий масив робіт з відновлення загубленого досвіду, залучення до проблеми нових поколінь молодих фахівців і студентів.

Бували і аварії. Нижче на фото зафіксований момент аварії однієї із 8-ми вітроустановок ВЕД-15 (рис. 2.9).

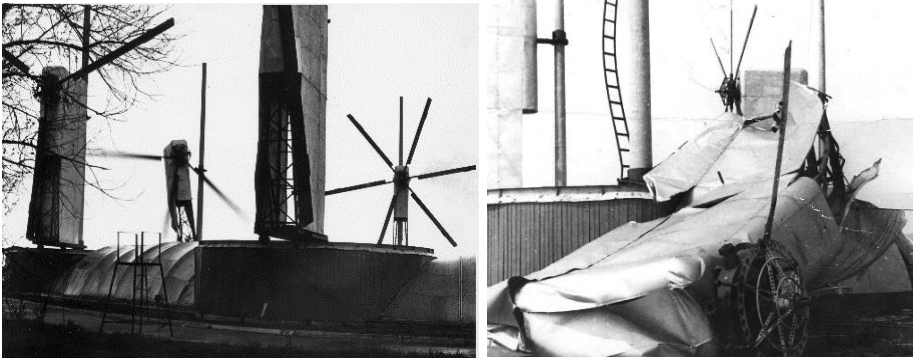


Рис. 2.9. Момент аварії вітроелектричної установки ВЕД-15 і її стан після аварії

Були на полігоні і інші установки на основі ВДЕ: теплові колектори, біогазові установки, теплові насоси, фотопанелі з концентраторами і без таких, акумулятори теплової та електричної енергії і багато іншого. Проводилось 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, але, маючи неабиякий ентузіазм, 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 р. у 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 і перспективи розвитку

2.3.1. Вітроенергетика Європи

У Європі в 2019 році встановлено нових вітрових електроустановок (ВЕУ) загальною потужністю 15.4 ГВт (з них 13.2 ГВт – в країнах ЄС). Це на 27 % більше, ніж у 2018 році. В результаті у Європі загальна встановлена

потужність ВЕС досягла 205 ГВт. В 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).

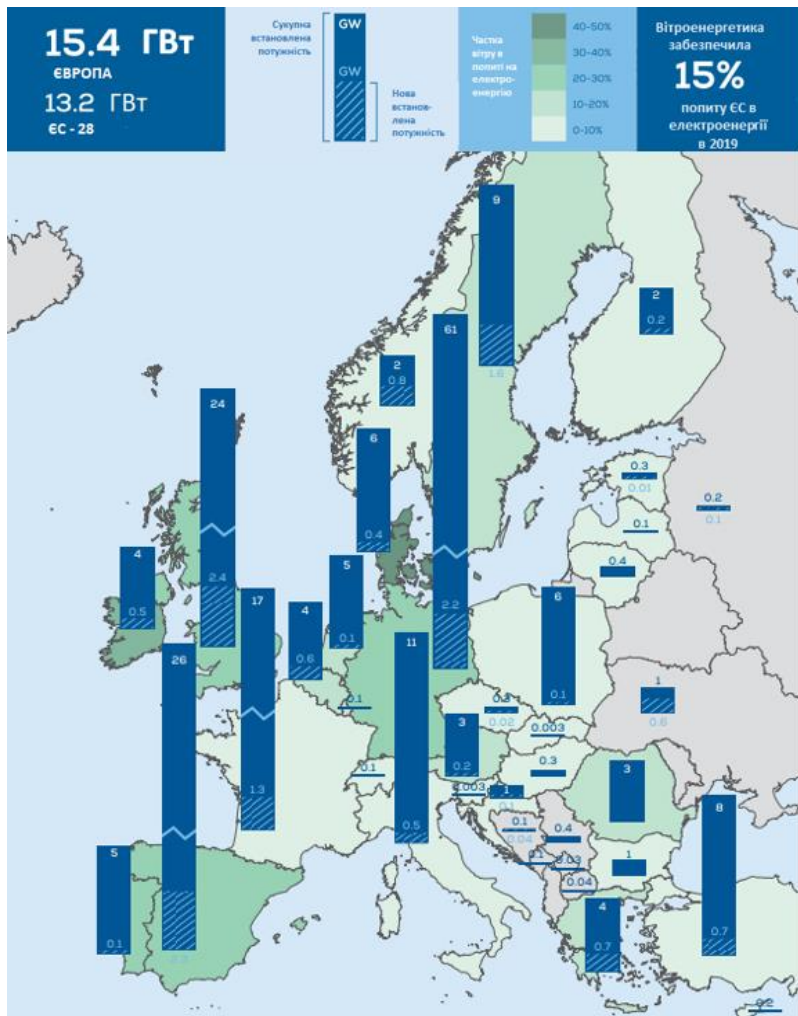


Рис. 2.10. Загальна та нова встановлена потужність ВЕС в країнах Європи в 2019 році

На рис. 2.11 і в табл. 2.1 представлено динаміку загальної потужності ВЕС Європи за останні 11 років.

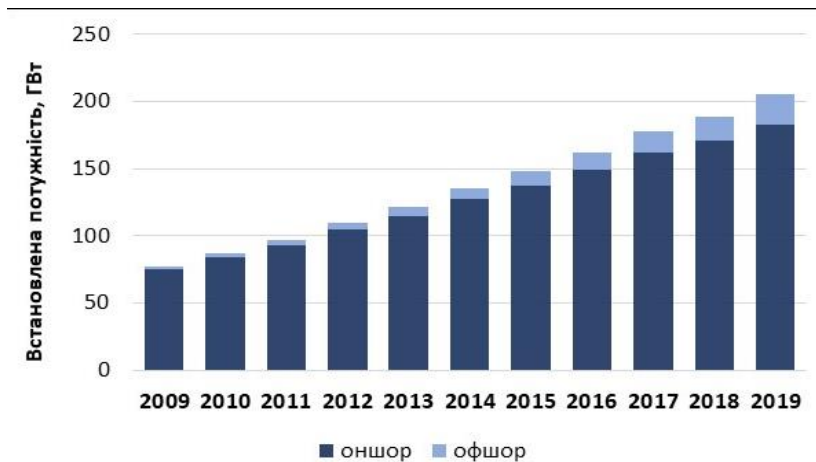


Рис. 2.11. Динаміка загальної встановленої потужності ВЕС в Європі
Підготовлено авторами за даними WindEurope (2019) [2]

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 даний показник зростає за рік в середньому на 10 %. Це досить високий темп росту, що забезпечив потроєння показника встановленої потужності за даний період.

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

- у двох країнах на ВЕС вироблено електроенергії, обсяг якої перевищує 30 % їх споживання;
- у шести країнах на ВЕС вироблено електроенергії, обсяг якої перевищує 20 % їх споживання;
- у 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 склав 0.26 (0.24 для оншорних ВЕС і 0.38 для офшорних ВЕС). Ці дані представляють продуктивність всіх діючих ВЕУ, включаючи старі екземпляри, суттєво зношені як фізично (що зменшує їх коефіцієнт готовності, а з ним й КВВП), так і морально (у нових моделей ВЕУ лопаті значно довші, ніж у старих ВЕУ, що мають значно коротші лопаті 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 площадок для ВЕС і методів оптимізації розстановки ВЕУ на площадці.

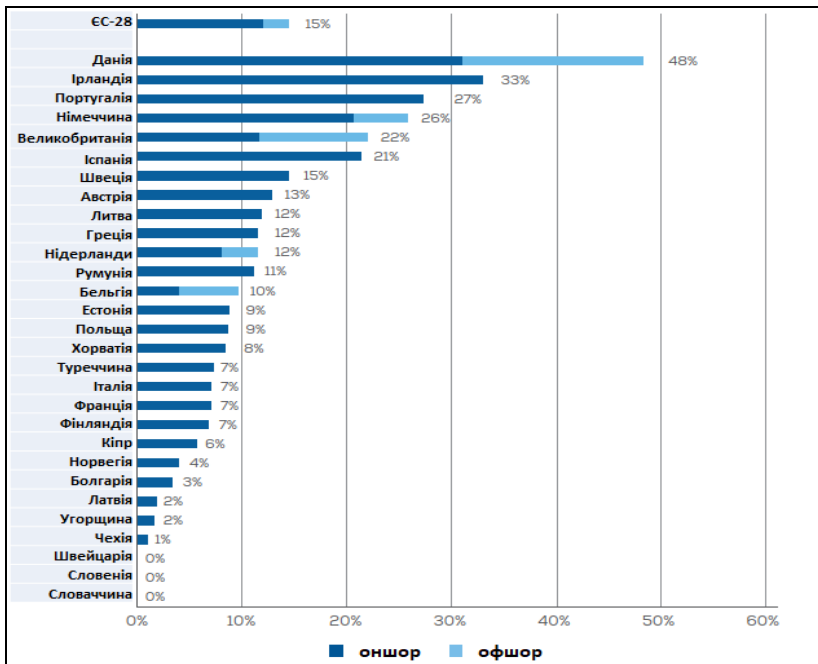


Рис. 2.12. Частка (%) спожитої електроенергії, виробленої на ВЕС, в країнах Європи у 2019 р.

Підготовлено авторами за даними WindEurope (2019) [2]

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

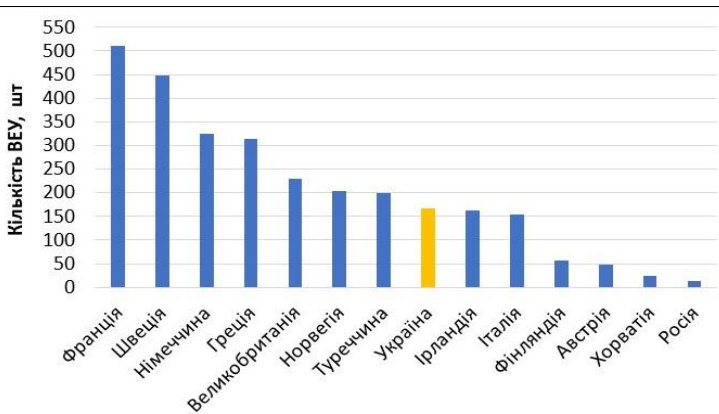


Рис. 2.13. Кількість оншорних ВЕУ, встановлених у країнах Європи в 2019 році
Підготовлено авторами за даними WindEurope (2019) [2]

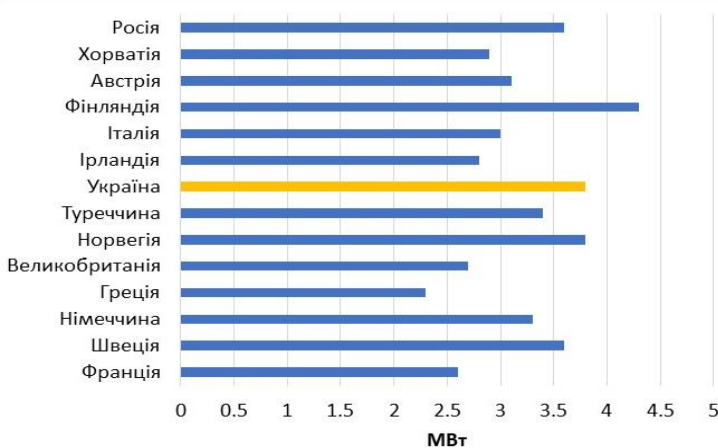


Рис. 2.14. Середня номінальна потужність оншорних ВЕУ, встановлених в Європі у 2019 році
Підготовлено авторами за даними WindEurope (2019) [2]

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 у 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 суттєвого збільшення номінальної потужності ВЕУ. У значної 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 рр. інвестицій в галузі електроенергетики ЄС. Прогноз розроблено Міжнародним енергетичним агентством (IEA) для низьковуглецевого сценарію розвитку.

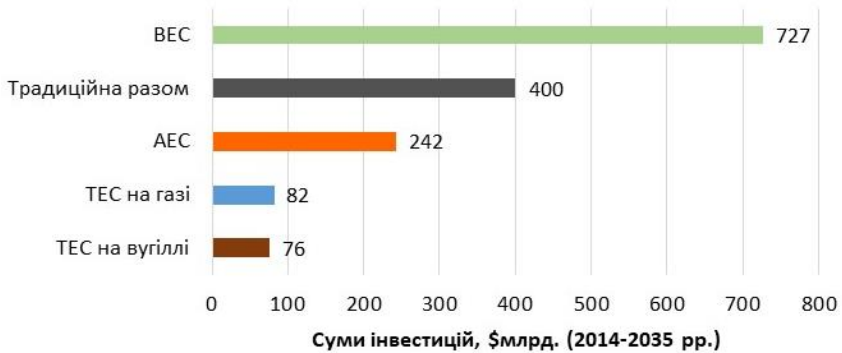


Рис. 2.15. Прогноз інвестицій в електроенергетику ЄС
Підготовлено авторами за даними World Energy Investment Outlook, OECD/ IEA, 2014 [3]

З рис. 2.15 видно, що вітроенергетика є найбільш інвестиційно привабливою галуззю електроенергетики ЄС. В період 2014-2035 рр. інвестиції у вітроенергетику в ЄС перевищать інвестиції в усі галузі традиційної енергетики (в ТЕС і АЕС разом взяті) майже в півтора рази.

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 р. по 2030 р. в 3.3 рази з середнім річним темпом росту 1.10 (10 %).

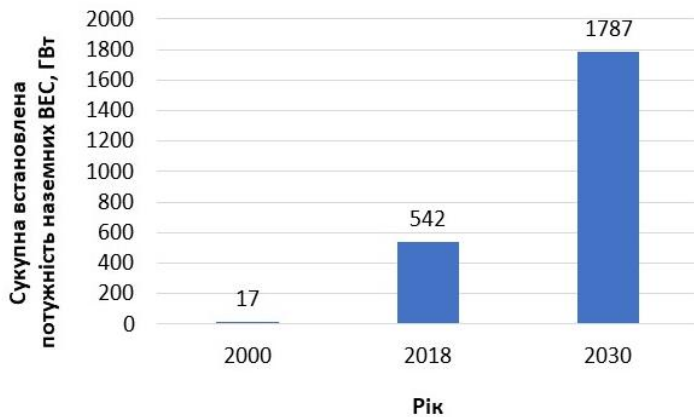


Рис. 2.16. Глобальна динаміка загальної встановленої потужності оншорних ВЕС
Підготовлено авторами за даними IRENA (2019) [4]

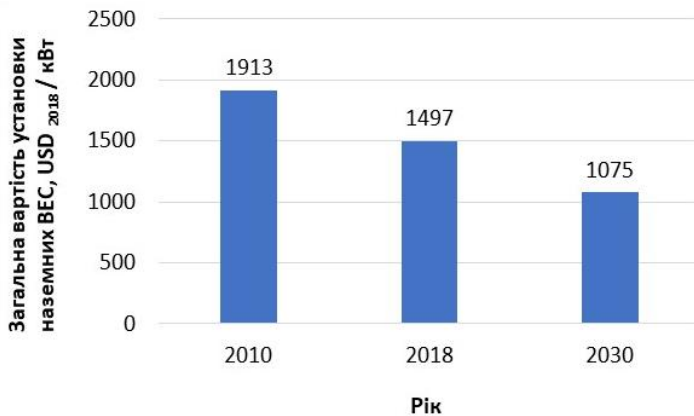


Рис. 2.17. Світова динаміка середніх питомих інвестицій в оншорні ВЕС
Підготовлено авторами за даними IRENA (2019) [4]

Середні питомі інвестиції в оншорні ВЕС мають знизитись з 2018 р. по 2030 р. на 28 %.

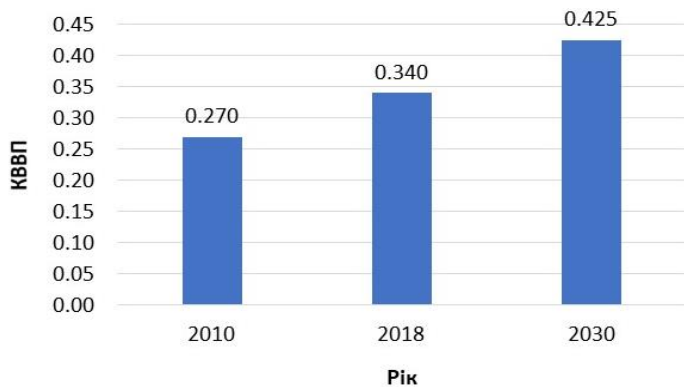


Рис. 2.18. Глобальний середньозважений КВВП нових оншорних ВЕС
Підготовлено авторами за даними IRENA (2019) [4]

Середньозважений КВВП нових оншорних ВЕС зросте з 2018 р. по 2030 р. в 1.25 рази.

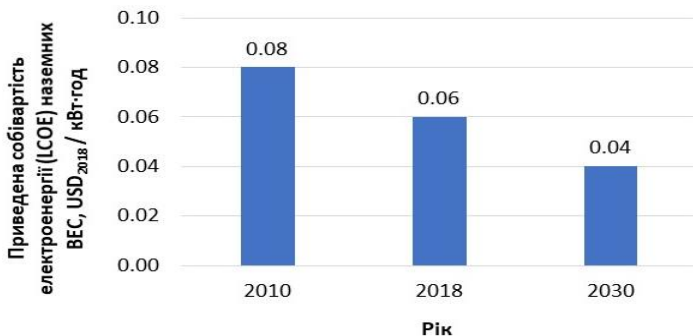


Рис. 2.19. Глобальна динаміка приведеної собівартості електроенергії (LCOE) оншорних ВЕС
Підготовлено авторами за даними IRENA (2019) [4]

Приведена собівартість електроенергії (LCOE) оншорних ВЕС зменшиться з 2018 р. по 2030 р. в 1.5 рази.

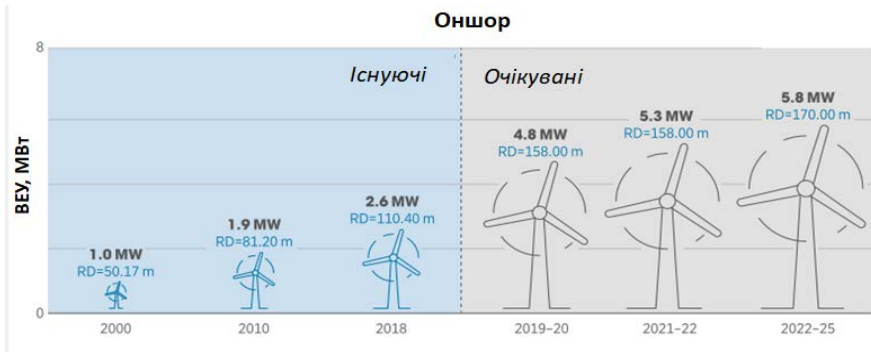


Рис. 2.20. Глобальна динаміка розміру і потужності оншорних БЕУ [4]

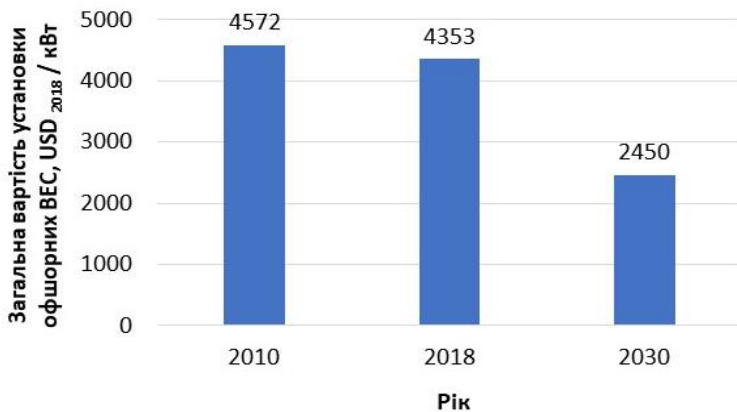


Рис. 2.21. Глобальна динаміка середніх питомих інвестицій в офшорні БЕС
Підготовлено авторами за даними IRENA (2019) [4]

Середні питомі інвестиції в офшорні БЕС зменшаться з 2018 р. по 2030 р. на 44 %.

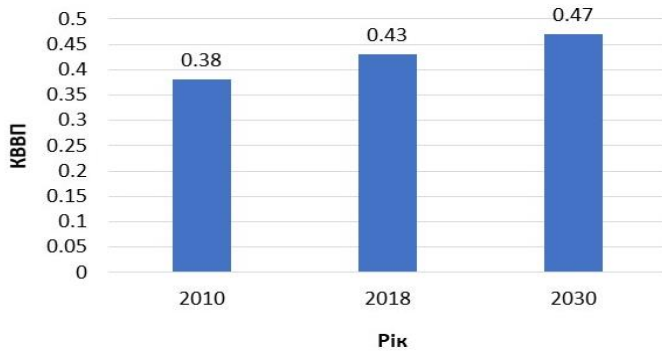


Рис. 2.22. Глобальна динаміка середньозваженого КВП офшорних ВЕС
Підготовлено авторами за даними IRENA (2019) [4]

Середньозважений КВП нових офшорних ВЕС зросте з 2018 р. по 2030 р. на 9 %.

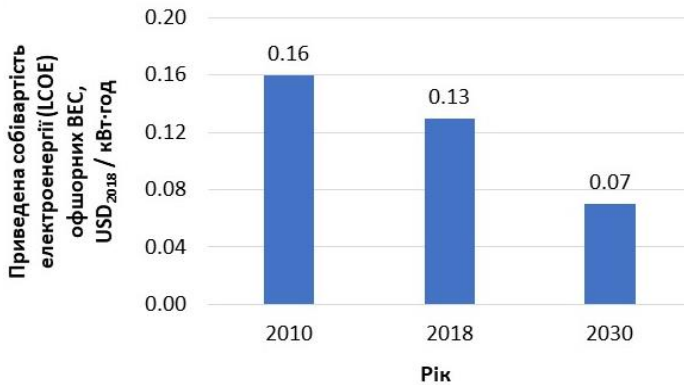


Рис. 2.23. Глобальна динаміка приведеної собівартості електроенергії (LCOE) офшорних ВЕС
Підготовлено авторами за даними IRENA (2019) [4]

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

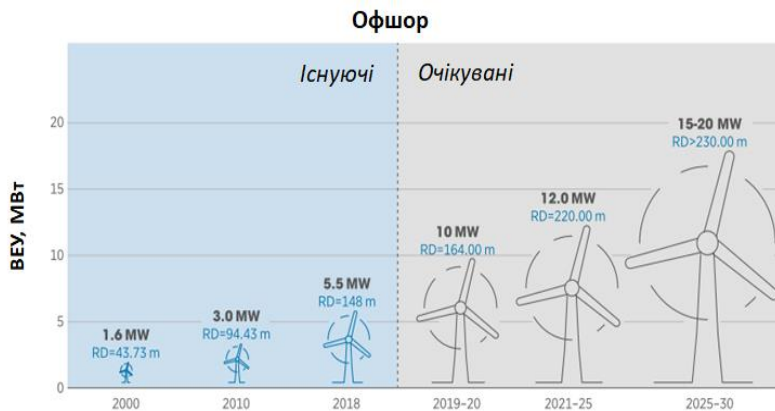


Рис. 2.24. Глобальна динаміка максимальних розміру і потужності офшорних ВЕУ [4]

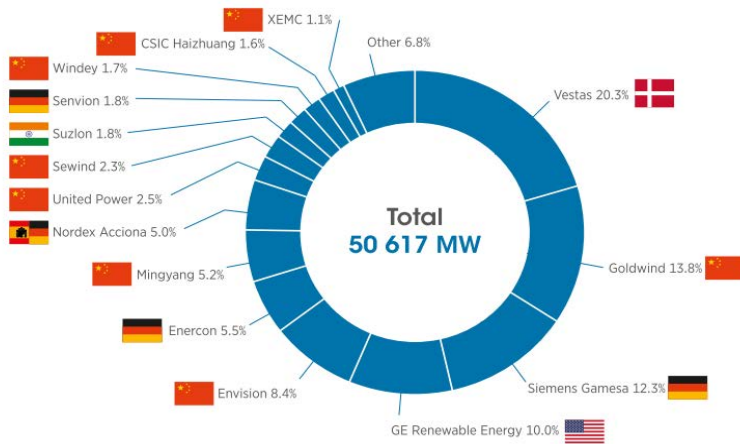


Рис. 2.25. Основні виробники ВЕУ в 2018 р. [4]



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

Даний показник зросте з 2018 р. по 2030 р. в 3.22 рази з середнім річним темпом росту 1.10 (10 %).

2.3.3. Вітроенергетика України

2.3.3.1. Створення промислової вітроелектроенергетики України

В 1994 р. 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 вітрогенераторів. 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 (біля 30 %) військово-промислового комплексу (ВПК), почала одночасно вирішувати проблеми створення нових екологічно-чистих енергетичних потужностей і конверсії підприємств ВПК, які простояли через відсутність оборонних замовлень.

На виконання цього завдання була спрямована «Комплексна програма будівництва вітрових електростанцій» (надалі – «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. У рамках виконання «Комплексної програми» будувалися державні ВЕС, обладнання для яких виготовлялось

державними підприємствами України. Керування «Комплексною програмою» виконувалось Міжвідомчою координаційною радою 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 роки) та ВЕУ Т600-48 потужністю 600 кВт (2003 – 2008 роки).

На конкурентній основі було вибрано головний завод по виготовленню 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 відповідальних компонентів (лопатей із композитних матеріалів, веж, головних рам та ін.).

Результати виконання «Комплексної програми» за період 1994 - 2010 рр. представлено нижче.

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

На рисунках 2.27 – 2.29 представлено фотографії деяких ділянок процесу виробництва компонент 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 області потужністю 25.5 МВт;
- Мирнівська ВЕС у Автономній Республіці Крим потужністю 26.4 МВт;
- Донузлавська ВЕС у Автономній Республіці Крим потужністю 18.3 МВт;
- Тарханкутська ВЕС у Автономній Республіці Крим потужністю 16.7 МВт;
- Східно-Кримська ВЕС у Автономній Республіці Крим потужністю 2.8 МВт;
- Сивашська ВЕС у Херсонській області потужністю 2.9 МВт.

Також побудовано експериментальну Трускавецьку ВЕС потужністю 0.75 МВт у Карпатських горах (Львівська область). На рисунках 2.30 – 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 усіх машинобудівних підприємств, залучених до кооперації виробництва вітротурбін першого та другого покоління, 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 нових матеріалів, механічної обробки металів, ливарного виробництва та ін.



Рис. 2.30. Тарханкутська ВЕС



Рис. 2.31. Мирнівська ВЕС

У період 1994-2010 рр. на вітчизняних підприємствах були виготовлені 774 вітротурбіни першого покоління USW56-100 потужністю 107.5 кВт та 24 вітротурбіни другого покоління Т600-48 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 у альтернативній енергетиці пострадянських країн.

Була створена система підготовки кадрів для експлуатації ВЕС, яка дозволила організувати ефективну експлуатацію цих об'єктів. Для прикладу, показники експлуатації Тарханкутської ВЕС потужністю 20.7 МВт на момент її націоналізації окупаційною владою Криму склали: 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, основні наукові дослідження та практичні розробки виконувались Інститутом відновлюваної 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 постанови Президії НАН України №128 від 28.04.2000 р.

До основних напрямів діяльності МНТЦВ було віднесено: формування перспективних науково-технічних напрямків 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 і її собівартості, розміру капітальних вкладень, тощо.

Після створення Інституту відновлюваної енергетики НАН України у 2004 р. МНТЦВ був перейменований у 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 в процесі експлуатації.

Станом на початок 2020 року загальна встановлена потужність ВЕС в Україні становила 1.17 ГВт.

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

У рамках науково-технічних і фундаментальних робіт із впровадження 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, проєктування, будівництва й експлуатації вітроенергетичних установок і вітроелектростанцій;
- всебічне сприяння науково-технічному, соціально-економічному розвитку вітрової енергетики.

Нижче представлено найбільш вагомі здобутки, отримані на основі проведених наукових досліджень.

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

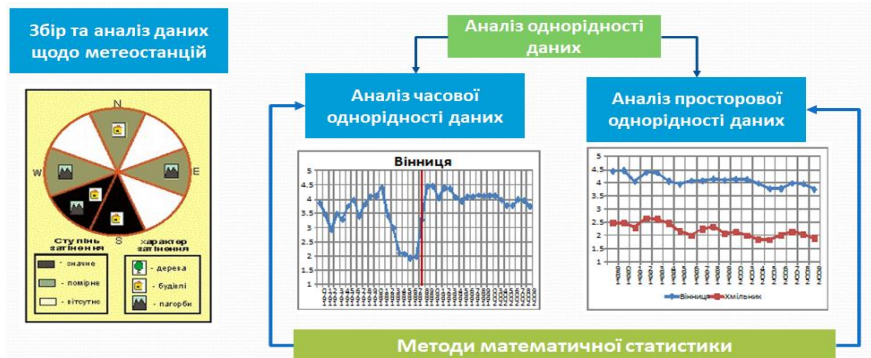


Рис. 2.32. Валідація даних довгострокових спостережень швидкості вітру на метеостанціях України

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

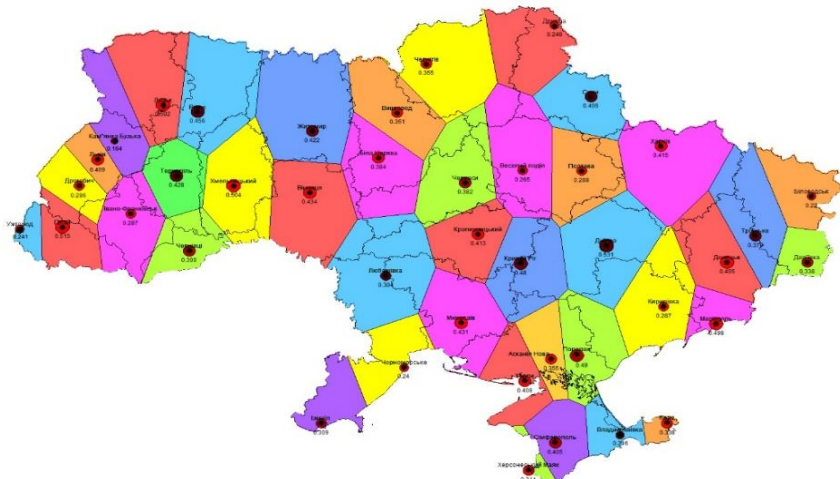


Рис. 2.33. Картографування інформаційного покриття території України джерелами довгострокових даних щодо характеристик вітру

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

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

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

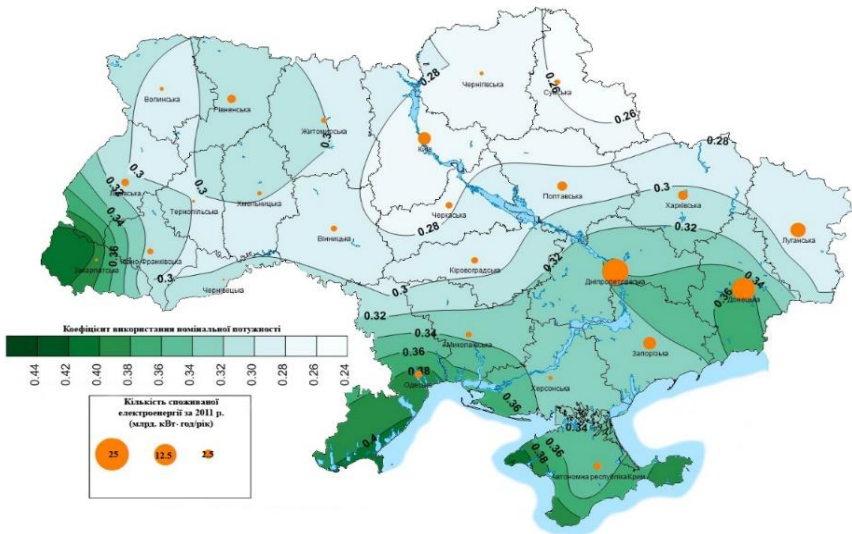


Рис. 2.34. Картографування вітрового енергетичного потенціалу території України

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

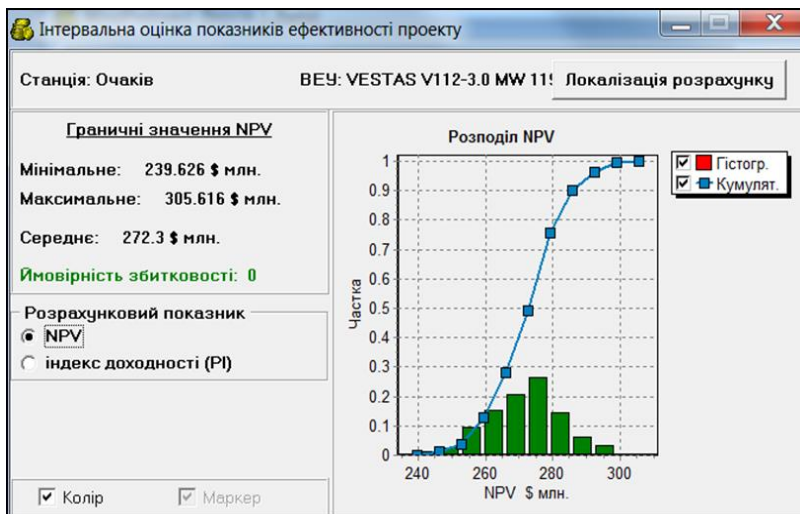


Рис. 2.35. Оцінка показників економічної ефективності інвестиційного проекту BEC



Рис. 2.36. Математичне моделювання оптимізації норми реінвестування прибутку BEC

Одним із напрямів роботи відділу є наукова, технічна й організаційна підтримка будівництва й експлуатації ВЕС в Україні. Співробітники відділу мають великий досвід комплексного вирішення всіх завдань, що виникають у підготовці проектів будівництва ВЕС.

За напрямом використання енергії вітру для виробництва електроенергії в автономних енергосистемах розроблено автономні режими роботи електроенергетичних систем на основі вітроелектричних установок (рис. 2.37-2.38) та режимні параметри регулюючих засобів для подовження ресурсу вітроустановок (рис. 2.39).

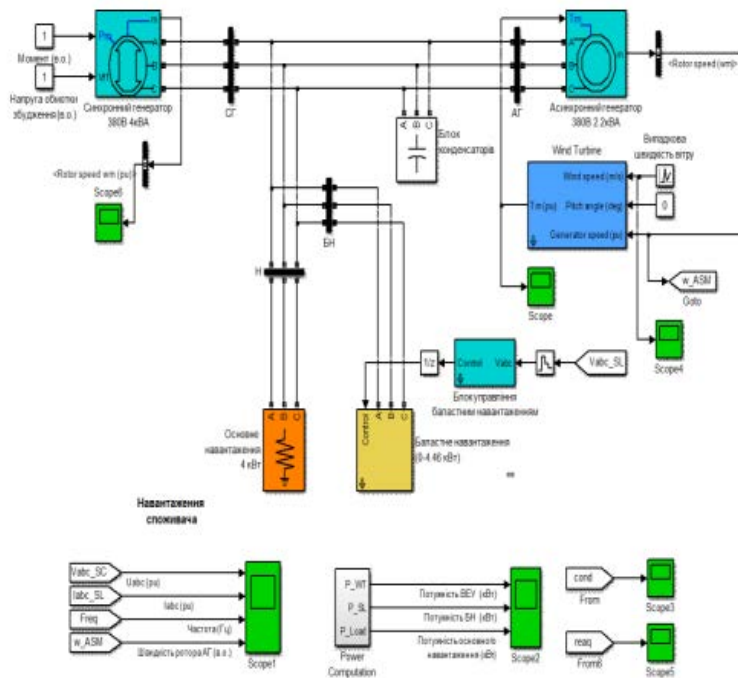


Рис. 2.37. Імітаційна модель автономної вітроелектричної системи

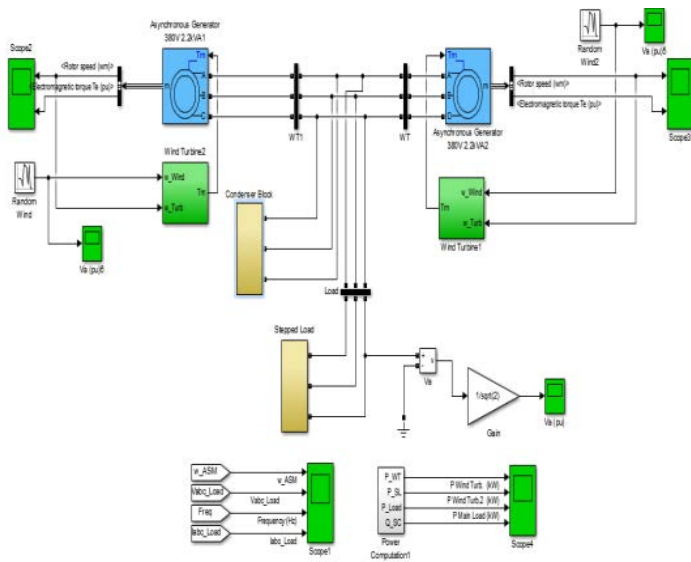


Рис. 2.38. Імітаційна модель ВЕУ з паралельно увімкненими асинхронними генераторами в автономному режимі

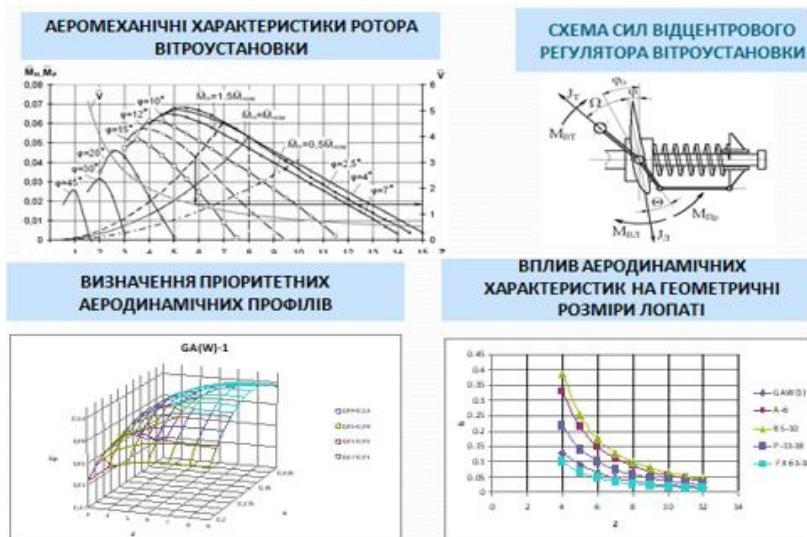


Рис. 2.39. Режимні параметри регулюючих засобів для подовження ресурсу вітроустановок

У найближчі роки основними напрямками досліджень відділу будуть напрями, віднесені до **найважливіших для світової вітроенергетики**:

- розроблення атласів вітропотенціалу територій;
- реалізація удосконаленої методики довгострокового прогнозування показників виробітку електроенергії вітровою електроустановкою;
- удосконалення системи економіко-математичних моделей аналізу, прогнозу і оптимізації інвестиційних проєктів ВЕС;
- розроблення критеріїв, математичних моделей і програмних засобів оптимізації стратегії розвитку вітроенергетики України;
- розроблення, моніторинг і науковий супровід реалізації антикризової Дорожньої карти комплексного розвитку вітроенергетики і машинобудування в Україні;
- дослідження можливостей і ефективності реалізації в Україні інвестиційних проєктів офшорних ВЕС;
- вітро-воднева енергетика;
- оптимізація режимів роботи автономних вітроенергетичних установок і систем для виробництва електроенергії й виконання механічної роботи;
- 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 [5].

За останній час 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 більш чутливими 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 у попередніх дослідженнях придатними для ВЕС визначались лише зони Причорномор'я і Приазов'я, то в результаті 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, є значно простішим і потребує значно менше витрат часу і 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 суттєво залежить від природних умов розташування площадки ВЕС. Територія суходолу України за природними умовами поділяється на чотири природні зони (рис. 2.40) [6].

Для кожної природної зони притаманні свої однорідні географічні умови, зокрема, умови вітроутворення. В той же час, інші умови, природні і антропогенні, що мають значення для розміщення ВЕС, всередині кожної природної зони можуть варіюватись.

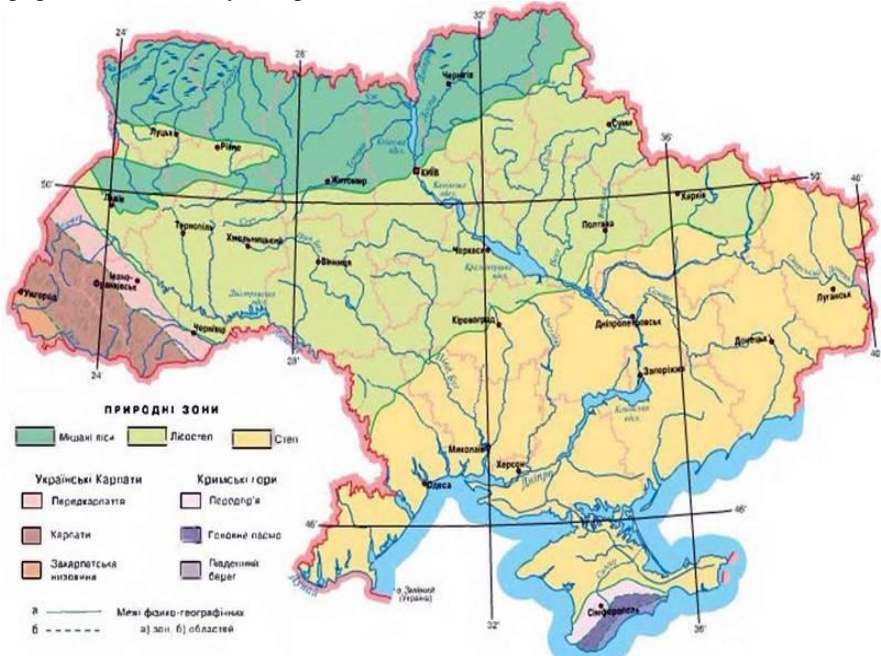


Рис. 2.40. Карта природних зон України

Найскладнішими для будівництва ВЕС є гірські райони. Будівництво ВЕС в цих районах потребує суттєвого збільшення витрат часу і коштів на вибір площадок для ВЕС, доставку ВЕУ і кранів, прокладання шляхів і ліній електропередачі, обслуговування тощо.

З інших причин малопривабливою для будівництва ВЕС є лісова зона. Ліси є природними перешкодами вітровим потокам. Древа, навіть суттєво нижчі нижнього краю вітроколеса ВЕУ, збільшують турбулентність відповідного вітрового потоку, що зменшує виробіток електроенергії ВЕУ 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.

Найбільш привабливою 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 низько продуктивними і, як наслідок, низько вартісними. Це – АР Крим і області – Миколаївська, Херсонська, Запорізька і Луганська. Загальна площа цих земель, низько продуктивних для землеробства, але цілком придатних і економічно вигідних для ВЕС, становить 10 000 тис га = 100 тис км².

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

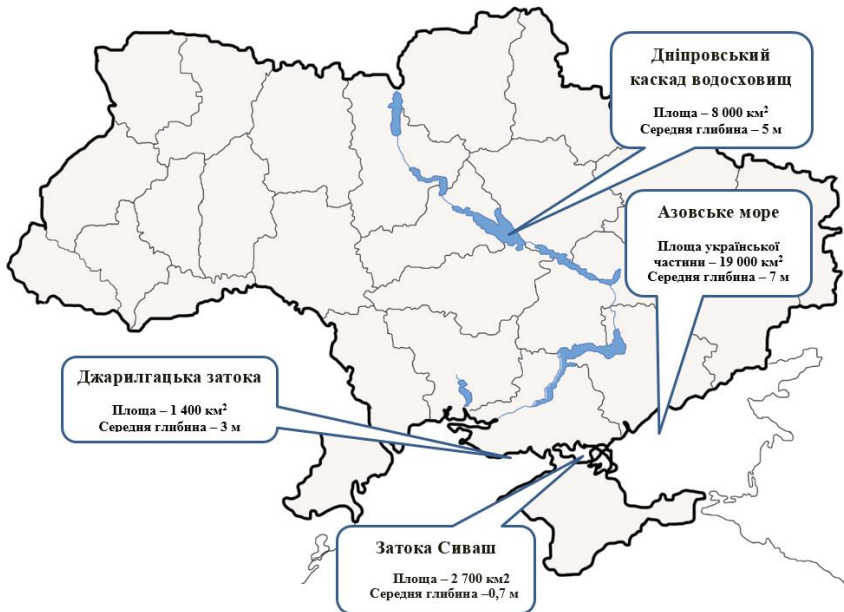


Рис. 2.41. Карта основних акваторій території України

Мілководні території акваторій Азовського та Чорного морів, Дніпровського каскаду і 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 кв. км 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 проєктів ВЕС на базі сучасних моделей ВЕУ).

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

Таблиця 2.4. Початкові дані і 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 і 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 (українська акваторія)	19000	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	29888	25	7583		249.7

На рис. 2.42-2.44 представлено розподіл територією України потенціалу потужності вітроелектростанцій, коефіцієнт використання номінальної потужності середньостатистичної вітроелектричної установки трьохмегаватного класу та потенційного середньорічного виробітку електроенергії ВЕС [7].

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

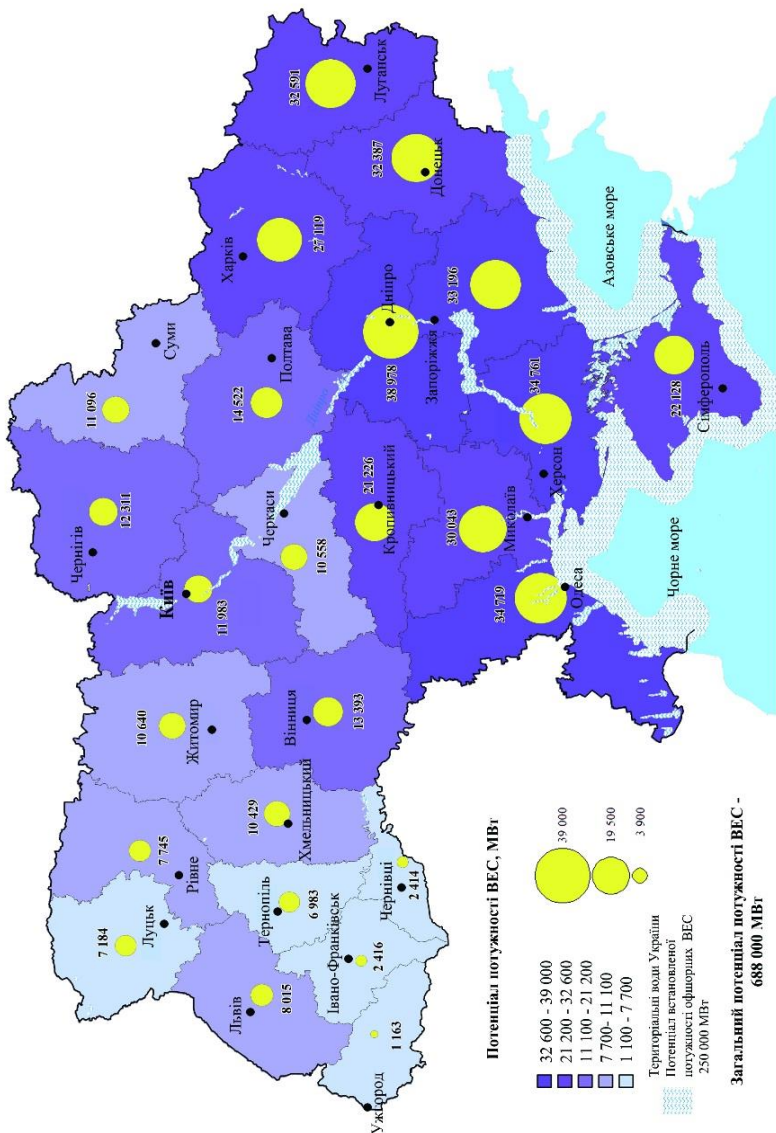


Рис. 2.42. Розподіл територією України потенціалу потужності ВЕС

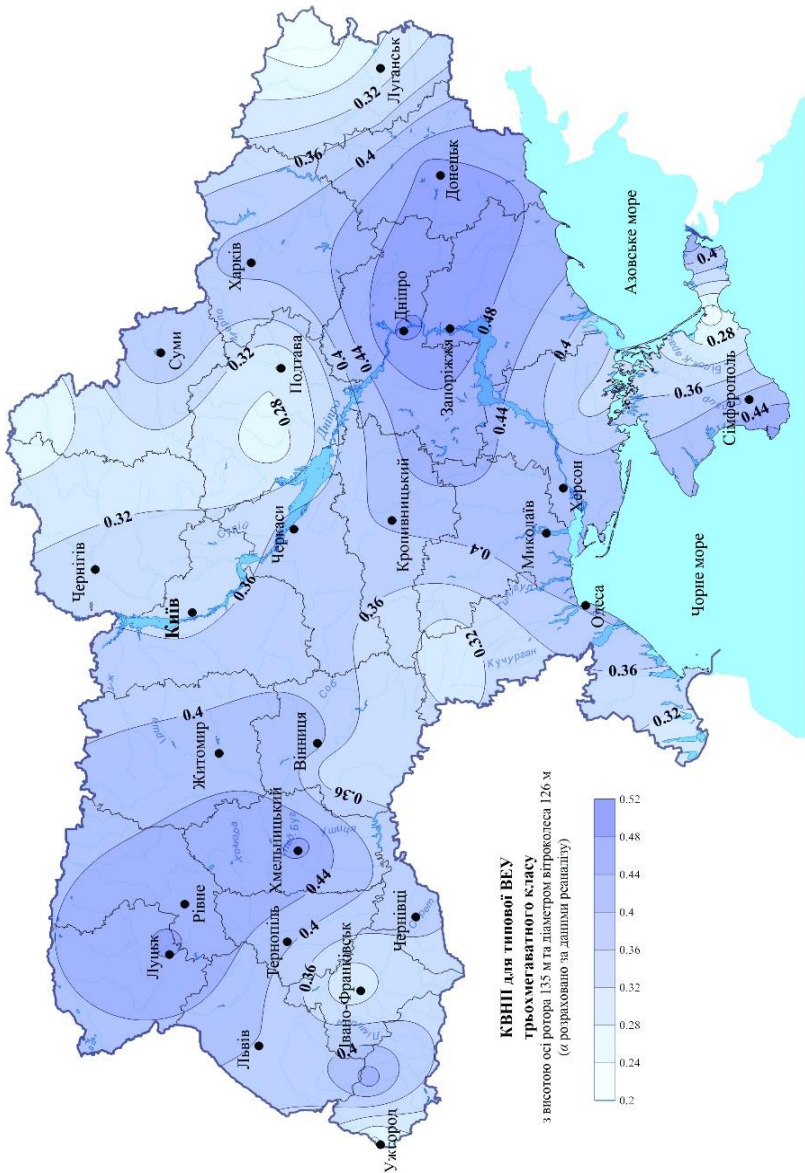


Рис. 2.43. Розподіл територією України КВНП середньостатистичної ВЕУ
трьохмегаватного класу

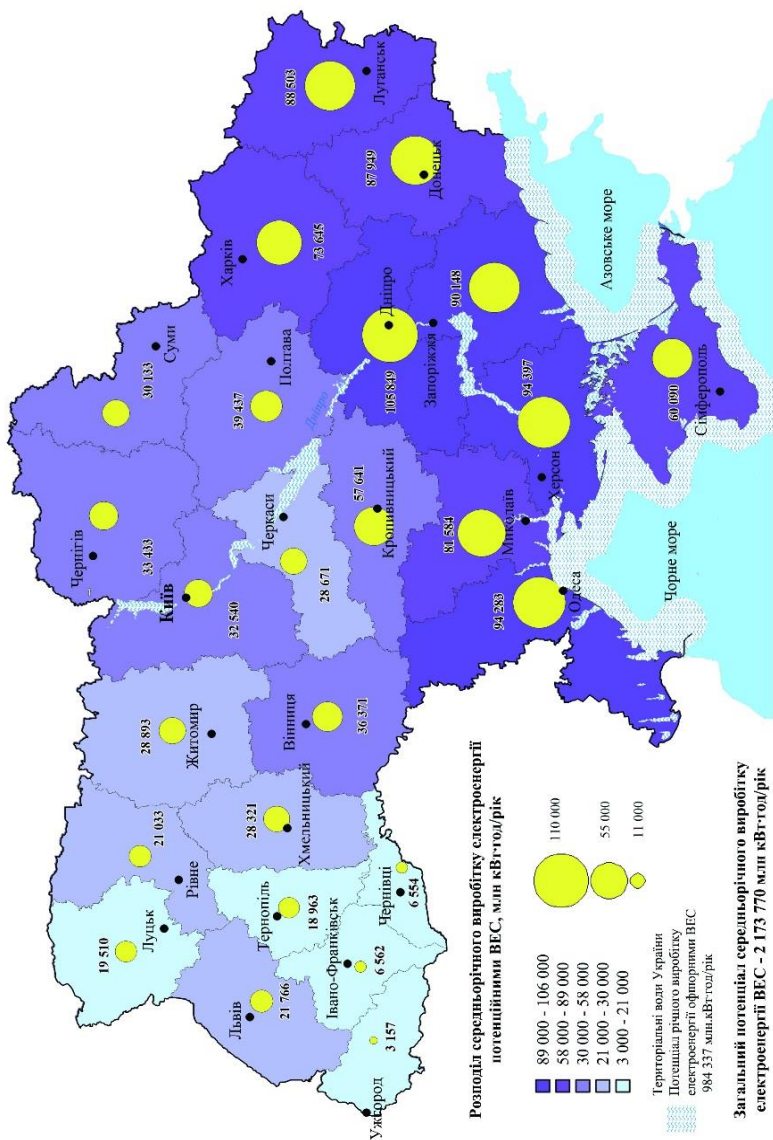


Рис. 2.44. Розподіл територією України потенційного середньорічного виробітку електроенергії BES

2.5. Мала вітроенергетика

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

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

2.5.1. Особливості конструювання вітроенергетичних установок малої потужності

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

В залежності від виду енергії, що генерується, вони можуть бути вітромеханічними та вітроелектричними.

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

- ротор – система обертових аеродинамічних елементів (лопатей), що приєднані до єдиного валу, призначена для перетворення кінетичної енергії вітру в механічну енергію обертового валу. 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);

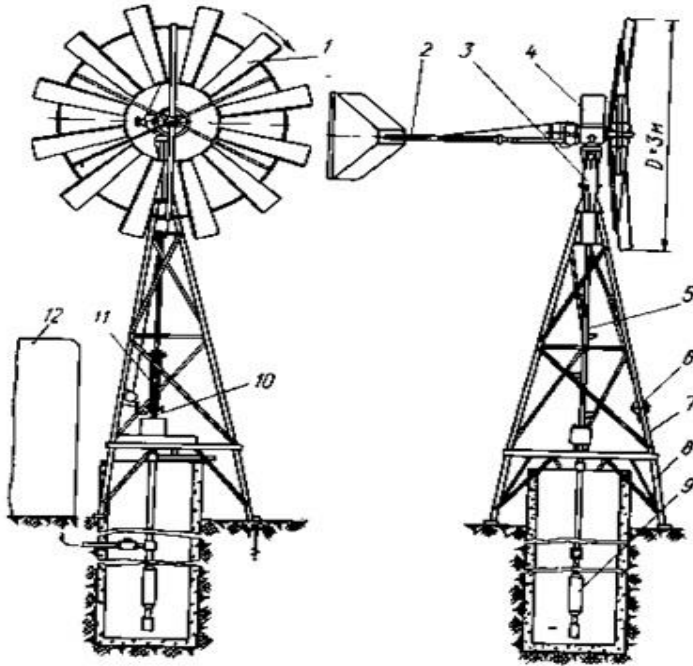
- гондола – частина вітроустановки, що розташовується на вершині опори і служить для розміщення вузлів кріплення валу ротора, мультиплікатора, трансмісії та (або) інших елементів;

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

- опорно-повертальний пристрій – служить для повертання гондоли та ротора навколо вертикальної вісі до напрямку повітряного потоку. Даний пристрій може мати допоміжний конструктивний елемент – віндрозу, що являє собою багатолопатевий ротор для приведення в дію опорно-поворотної системи у напрямку повітряного потоку;

- система керування поворотом гондоли – утримує вісь ротора у напрямку повітряного потоку з найменшим відхиленням (никанням);

- трансмісія – система для передачі крутного моменту від валу ротора до робочої машини.



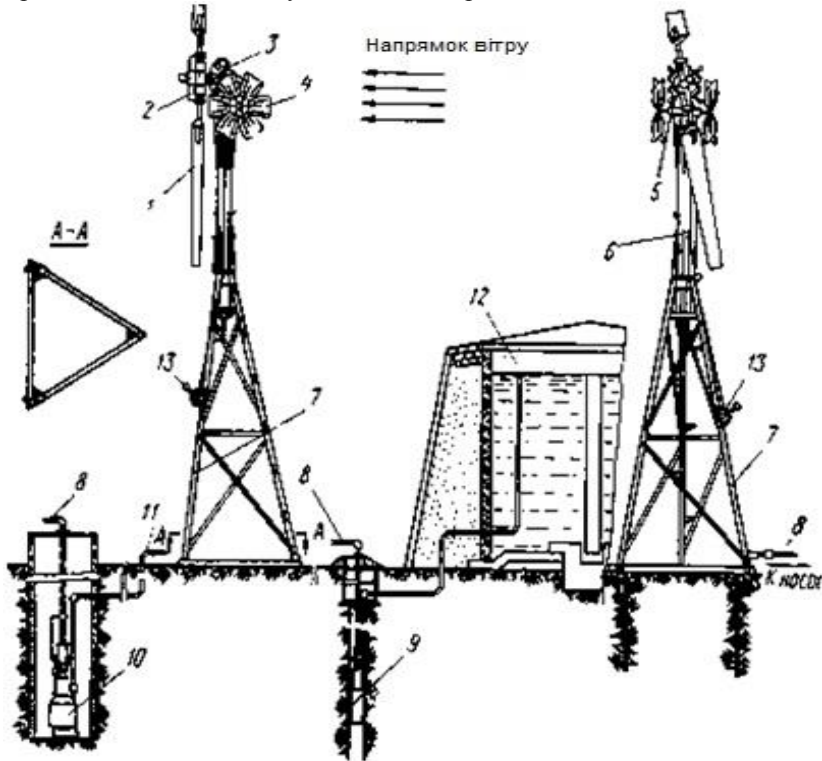
1 – ротор; 2 – хвіст; 3 – поворотний пристрій; 4 – гондола; 5 – приводна штанга; 6 – пусковий механізм; 7 – опора; 8 – основа; 9 – насос; 10 – штанга насосу; 11 – ручний привод; 12 – резервуар.

Рис. 2.45. Вітромеханічний агрегат

Компоновка вітроелектричних установок (рис. 2.46) здійснюється з таких же складових частин, але має додаткові елементи в залежності від режимів роботи: при безпосередньому під'єднанні на навантаження або при роботі з акумулюючими пристроями. Електрогенератор, як правило, розміщується в гондолі. Електротрансмісія 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 найбільш складним і дорогим елементом ВУ, в Україні до останнього часу не налагоджений випуск лопатей для ВУ потужністю в діапазоні 2...100 кВт. За кордоном проектуванням і виготовленням лопатей займаються найбільш розвинені 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 невисока маса, здатність працювати в

широкому діапазоні температур ($-50\text{ }^{\circ}\text{C} \dots +60\text{ }^{\circ}\text{C}$), стійкість до обмерзання, точність форми профілю лопаті, низька шорсткість поверхні і т.д. Крім того, лопать має складну геометричну форму: повздовжнє гвинтове кручення, змінну хорду профілю за довжиною, обтічні торці лопатей і т.д. Вказаним вимогам у найбільшій мірі відповідають лопаті, виконані з композитних матеріалів, склопластиків, вуглепластика, пресованого алюмінію.



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

Рис. 2.46. Вітроелектричний агрегат

Силова трансмісія утворена валом ротора вітроустановки, встановленим у підшипниках, другий кінець валу 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 валу електрогенератора). Гальмівний пристрій повинен забезпечувати плавне гальмування ротора без перевантажень за моментом, що може досягатися уведенням до складу гальма пружної ланки (пружины) або дроселя у разі використання гідравлічного приводу в гальмівному пристрої. Для зменшення перевантажень за моментом при гальмуванні роторів часто застосовують спільно з гальмуванням валу 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 гондою і опорою. Вітроустановки потужністю 0,1-1 кВт орієнтуються на вітер, як правило, за допомогою хвоста (флюгерного пристрою на консолі). Вітроустановки більшої потужності використовують для повороту гондоли на вітер вільний черв'ячний механізм з додатковими одним або двома малими роторами. Коли потужність вітроустановки досягає 100 і більш кВт, то використовується електропривод (мотор-редуктор) з великим передавальним відношенням, який забезпечує низьку кутову швидкість повороту гондоли з тим, 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 по собі ВЕУ не є повноцінним джерелом енергії в звичному розумінні. Для того щоб ефективно використовувати цю енергію її необхідно перетворити до необхідних параметрів, створити запас на випадки відсутності вітру, а також, при необхідності, у відповідальних випадках зарезервувати, якщо ці періоди затишшя досить тривалі. У відповідності 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 установок 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 теплопостачання будинків, отримання та

накопичення водню. При цьому вони можуть агрегуватись з дизель-генераторами, тепловими насосами, електролізерами тощо.

У світовій практиці і в Україні знайшли широке застосування автономні вітрові установки з батареями акумуляторів (АБ).

Зупинимось більш детально на установці ВЕУ-0,8, яка в даний час серійно виготовляється в Україні на харківському ПП «Світ вітру» [8]. На рис. 2.47 представлено загальний вигляд цієї установки, а на рис. 2.48 показана схема компонування даної вітроустановки в комплекті з сонячними панелями.



Рис. 2.47. Трилопатева вітроелектрична установка ВЕУ-0,8

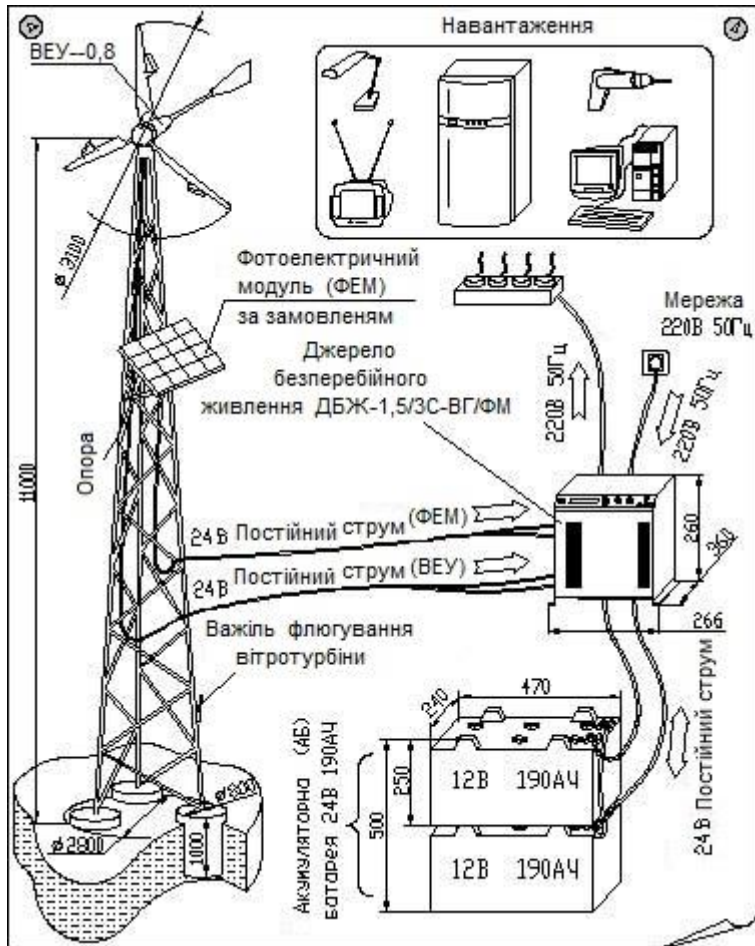


Рис. 2.48. Загальна компоновка автономної вітроелектричної системи

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 BEU.

Система автономного живлення на базі ВЕУ-08 складається з:

- гондоли з тихохідним електрогенератором на постійних магнітах (типу Nd-Fe-B), випрямлячем, механічним гальмом, безредукторною трансмісією, поворотним пристроєм зі струмознімачем і трилопатевим ротором з відцентровим регулятором кутової швидкості (в регуляторі

реалізований принцип регулювання Г.Х. Сабініна, але у 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 (220В; 50 Гц) і сигналізує споживачеві про поточні параметри системи (6 параметрів на РКІ) або про аварійні стани системи (інформація на РКІ й звуковий сигнал);

- фермової трубчастої тригранної опори з фундаментом висотою 11м або 17м (у базовий комплект поставки не входить);

- кислотної 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 із параметрами мережі (~ 220 В; 50 Гц);

- короточасне перевантаження до 3 кВт протягом 3–5 с при приєднанні індукційних навантажень (електродвигуни, потужні холодильники і т. п.);

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

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

Вітромеханічні установки зазвичай відрізняються від вітроелектричних більшою кількістю лопатей, меншими обертами ротора та більшим крутним моментом. Дані 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. [9].

У 50-х роках була розроблена установка УТВ-5, яка випускалась Херсонським комбайновим заводом для використання в невеликих сільськогосподарських об'єктах саме як привід сільськогосподарських машин. На сьогоднішній день вітромеханічні установки використовуються в основному як вітронасосні установки. На рис.2.49 показана установка ВВПУ-2,5.



Рис. 2.49. Багатолопатева вітронасосна установка

Крім того, в разі використання вітронасосних установок ви в змозі забезпечити своє господарство водою, а при бажанні, організувати незалежну систему крапельного зрошення (мікрозрошення), яка вже встигла показати свою перспективність у Ізраїлі та частково в Україні.

Отже, що таке крапельне зрошення? Згідно з посібника до ДБН В.2.4-1-99 «Меліоративні системи і споруди» крапельне зрошення є одним із основних елементів технології вирощування плодових, ягідних та

виноградних насаджень і їх розсадників, овочевих та ряду 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 більш детально 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 відрізняються великим ступенем різного роду ризиків.

З огляду на те, що овочеві культури відрізняються від інших високими вимогами до кількості вологи, на сьогодні основним інструментом мінімізації природних ризиків в овочівництві відкритого ґрунту є використання для поливання систем крапельного зрошування (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 зрошування здатні підтримувати необхідний для рослин режим вологості та мінерального живлення ґрунту, тим самим практично повністю нівелюючи несприятливий вплив погодних факторів. Показовими у цьому відношенні є досліді Інституту водних проблем і меліорації Національної академії аграрних наук України (НААН України) на культурах моркви (Кам'янсько-Дніпровська дослідна станція, Запорізька обл., 2004-2006рр.) і томатів розсадних (Брилівська дослідна станція, Херсонська обл., 2009-2011рр.). Результати цих досліджень засвідчують, що доволі значні коливання кількості, а також режиму надходження ефективних опадів не впливають на процес формування врожайності моркви та 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 знаходиться у прямій залежності від запасів вологи у ґрунті, тобто від надходження ефективних опадів (табл. 2.6).

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

№ з/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: У технології вирощування культур передбачалось поливання (від 3 до 5 разів) для приживлення розсади.

Крім того, крапельне зрошування у порівнянні з дощуванням 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 і розвитку бур'янів. Говорити про вартість систем крапельного зрошування в даних умовах нестабільності валют немає сенсу. Слід вказати термін окупності. Термін окупності такого роду систем наступний:

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

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, своєчасного та якісного 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, в залежності 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 [10].

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 і непостійне джерело енергії. Таким чином, власник вітроустановки отримує можливість використовувати її в наступних випадках:

- як автономне джерело енергії в місцях, де відсутнє централізоване електропостачання;
- як резервне джерело енергії для економії споживання електроенергії від централізованої мережі і забезпечення електропостачання відповідальних споживачів в 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) Провести вибір вітроустановки (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, що розвивається пристроєм, 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 даним 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 ВЕУ першої групи мають коефіцієнт використання енергії вітру значно нижчий, ніж установки другої групи, що призводить, відповідно, до вищої в декілька разів металоемності, а також те, що вони дуже погано піддаються регулюванню, то вони на сьогоднішній день практично ніде не використовуються.

До ВУ другої групи відносяться класичні горизонтально-осьові ВУ та вертикально-осьові ротори Дар'є. При незаперечних переваги роторів Дар'є (силова трансмісія і електрогенератор розташовуються, як правило, на землі, відсутність механізму орієнтації на вітер) їм властивий суттєвий недолік, а саме – за один оберт ротора аеродинамічна підйомна сила змінює величину і 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. Даний фактор обмежує їх широкомасштабне використання.

Підсумовуючи відзначимо, що найбільш широке поширення на сьогоднішній день отримали 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 призводить збільшення потужності в вісім разів. Цю потужність необхідно якимось чином обмежувати. Цього 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) Визначитись із наявністю 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 у даний 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).

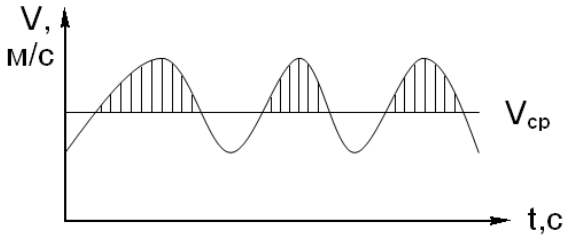


Рис. 2.50. Середньорічна швидкість вітру

Так за якої ж швидкості вітру розраховувати саму ВУ і кількість енергії, що вона зможе виробити за певний період часу? З практичного досвіду і літературних джерел було прийнято, що ця швидкість вітру, звана розрахунковою або номінальною V_n повинна знаходитися в межах:

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

Причому нижнє значення цього діапазону (1,25) характерно для ВУ, використовуваних у сільському господарстві для виконання механічної роботи і які беруть участь в якомусь технологічному процесі. Для таких ВУ більш важливе функціонування більшу кількість годин в 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 більше енергії з вітрового потоку за певний період часу. Тому в таких ВЕУ значення коефіцієнта при V_{cp} приймається ближче до 2.

До значенням розрахункової швидкості вітру V_n необхідно ставитися дуже уважно. Припустимо замовнику реалізували ВЕУ 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).

Прийемо 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 $V_n^3 = 8^3 = 512$. Іншими словами: ВЕУ, яка в нашому прикладі розвиває потужність 5 кВт при 10 м/с, при $V_n = 8$ м/с буде розвивати 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 при умові, що ВЕУ встановлюється на тій же

висоті, де була визначена середньорічна швидкість вітру. До речі ця норма відображена у 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).

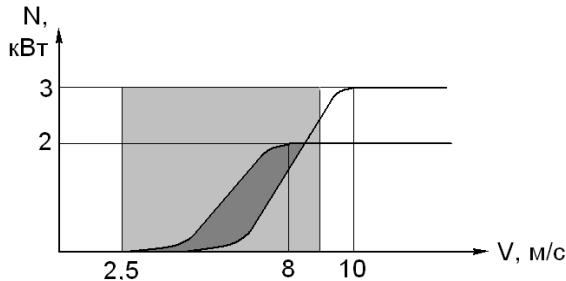


Рис. 2.51. Графік залежності потужності від швидкості вітру для БЕУ 2 і 3 кВт

Будь-яке місце, де передбачається встановити БЕУ, характеризується середньорічним значенням швидкості вітру $V_{\text{ср}}$. Існують, ще так звані, локальні вітрові аномалії, але це вже виключення з правил. Середньорічна швидкість вітру характеризує місцевість в плані її перспективності генерації енергії за допомогою БЕУ. Результати визначення вітроенергетичного потенціалу для території України, показано в п. 2.4.

В діапазоні домінуючих вітрів в Україні, БЕУ 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 БЕУ 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 БЕУ електроенергією і спожитою навантаженнями. Звичайно, розрахунок річного виробітку – процес не простий, оснований на статистичних даних з повторюваності швидкості вітру в даному 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 обрана 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, в кВт·год;

8760 – кількість годин в році, в годинах;

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

Розрахунок спожитої енергії можна розглядати з декількох сторін. Найпростіше було б взяти і 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? Іншими словами, 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 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):

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

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

Як зазначалося вище, вітер не є постійне і прогнозоване джерело енергії. Як захистити замовника від його примх? Один із шляхів був також вказаний вище – використання як накопичувача АБ (мова йде про вироблення електроенергії). Ясно, що чим більша ємність АБ, тим більш тривалий час ви будете з електроенергією при 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 необхідна для роботи електроприладів:

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

де N_i – потужність електроприладу, в кВт;

t_i – необхідний час роботи, в годинах.

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 – ККД АБ; U – напруга АБ, в В; C – ємність АБ, в 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 скоригувати з урахуванням того факту, що кислотні АБ, як правило, 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 генеруючого 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 один одного протягом року (взимку більше вітру, а влітку – Сонця).

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

б) Визначити, які негативні фактори можна очікувати від ВЕУ.

Перш за все 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, що включає в себе захист від ураження електричним струмом, пожежну безпеку, стандарти з допустимих рівнів шуму, вібрацій, інфразвукових впливів тощо.

Оскільки БЕУ встановлюється на опорі, то необхідно вжити заходи з захисту від блискавки. Це може бути як окремий блискавковідвід, так і суміщений з встановленою БЕУ.

7) Встановити, скільки коштує БЕУ та через 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 БЕУ порівняно з приєднанням до мережі.

Існує інформація, що один кіловат встановленої потужності має вартість 1000 USD. Це так, але частково, і відноситься до БЕУ великої потужності (більше 100 кВт), що працюють на мережу. Автономні БЕУ 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 і перетворення енергії. Крім того, ціна 1000 USD/кВт справедлива для БЕУ без урахування транспортних, будівельно-монтажних і пуско-налагоджувальних робіт. Склавши всі ці витрати, отримаєте реальну вартість БЕУ.

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

- приєднання до існуючої мережі;
- установка бензо- або дизель-електростанції;
- енергозабезпечення від відновлюваних джерел енергії.

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

Установка бензо- або дизель-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 тощо. У табл. 2.7 представлено результати порівняльних розрахунки в у. о. (у цінах 2005 р.) собівартості однієї кВт·год, виробленої БЕУ і бензостанціями різних виробників, за таких умов:

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

ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

Таблиця 2.7. Собівартість електроенергії, виробленої БЕУ і бензостанціями

№ 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, - додаткового (бак 200 л)	2000 (з опорою та АБ) -	750 50	595 50	560 50
3	Виконання будівельно-монтажних робіт	100	-	-	-
4	Експлуатаційні витрати за перший рік експлуатації за п'ять років експлуатації за 10 років експлуатації за 20 років експлуатації, в у. о в т. ч.:	- 80 180 380	1396 6956 13906 27806	1836 9156 18306 36606	1385 6905 13805 27605
4.1	Вартість бензину за рік (прийнята марка А95 за 37,4 цента/літр): - питомі витрати бензину, л/год - витрати бензину БЕС за рік, л - витрати бензину на доставку палива (200 л) на відстань 10 км за рік, л - загальні витрати бензину за рік, л	- - - - -	1206 1,1 3212 13,5 3226	1646 1,5 4380 21,5 4402	1195 1,09 3182 13,5 3196
4.2	Вартість оливи в БЕС: за перший рік експлуатації за наступні роки	- -	40 34	40 34	40 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. у цінах 2005 року тенденції і суть збереглися, а саме – собівартість однієї кіловат години енергії від БЕУ на порядок дешевше, ніж від бензостанції. Пізніше були проведені розрахунки з урахуванням капітальних ремонтів. Отримана відмінність мала той же порядок.

Отже, ви зупинили свій вибір на енергозабезпечення від відновлюваних джерел енергії, зокрема від ВЕУ. Перше питання – це звичайно вибір ВЕУ певної потужності і 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 отримуйте енергонезалежність – 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 і 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 суттєво коротші, ніж у ТЕС і АЕС. Протягом 2019 р. в Європі введено в експлуатацію 15 ГВт ВЕС. По виробітку цьому відповідає АЕС потужністю орієнтовно 6 ГВт. Будівництво і введення в експлуатацію такої АЕС можливо за 5.5 років. Аналогічною є ситуація з проєктом ТЕС.

4. Таким чином, роки, що минули після того, як Європа обрала 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 трьохмегатного класу. Разом з потенціалом офшорних ВЕС це становитиме $438 + 250 = 688$ ГВт з середньозваженою нижньою границею КВВП-нетто – 0.36. Відповідний річний виробіток електроенергії становитиме майже 2200 млрд кВт·год, що більш, ніж вдсятеро, 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, накопичений у системі акумуляції, на випадок вітрового затишшя;
- агрегатуватись з іншими джерелами енергії (наприклад, фотоелектричними панелями, бензо- або дизель-електростанціями, що запускаються через АБР).

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

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

Перелік посилань

1. History of wind power [Електронний ресурс] // – Режим доступу: https://en.wikipedia.org/wiki/History_of_wind_power
2. Wind energy in Europe in 2019. Trends and statistics. [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2019.pdf>
3. World Energy Investment Outlook, OECD/ IEA, 2014. [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <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. Кудря С.О., Мхітарян Н.М., Тучинський Б.Г., Репкін О.О., Іванченко І.В., Петренко К.В. Причини і результати перегляду оцінки потенціалу вітрових електростанцій України // Відновлювана енергетика. – 2020. – № 1. – С. 6-16.
6. Природні зони України. Карта природних зон [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <https://school.home-task.com/prirodni-zoni-ukrayini-karta-prirodnix-zon/>
7. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України / за ред. С.О. Кудрі. – Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2020. – 82 с.
8. Шихайлов М.О. Проблеми та розвиток малої вітроенергетики в Україні // Промелектро. – 2004. – № 5. – С. 51-56
9. Шефтер Я.И., Рождественский И.В., Печковский Г.А. Монтаж, эксплуатация и ремонт ветроустановок, – М.: Гос. издательство сельскохозяйственной литературы, 1960, 304 с.
10. Шихайлов Н.А., Головкин 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 поступає на Землю від Сонця у вигляді радіації та світла і є основою життя на планеті. З усіх відновлюваних джерел екологічно чиста сонячна енергія найбільш доступний та практично невичерпний енергоресурс, використання якого є ефективним на більшості ділянок поверхні Землі.

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

Сонячна енергетика – один із перспективних та прогресуючих напрямів використання енергії відновлюваних джерел, перевагою якого є можливість безпосереднього перетворення енергії сонячної радіації в 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.

3.1. Ресурси та напрями використання сонячної енергії

3.1.1. Ресурси сонячної енергії

Сонце кожену 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 попадає тільки частина цієї енергії – біля $1 \cdot 10^{18}$ 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].

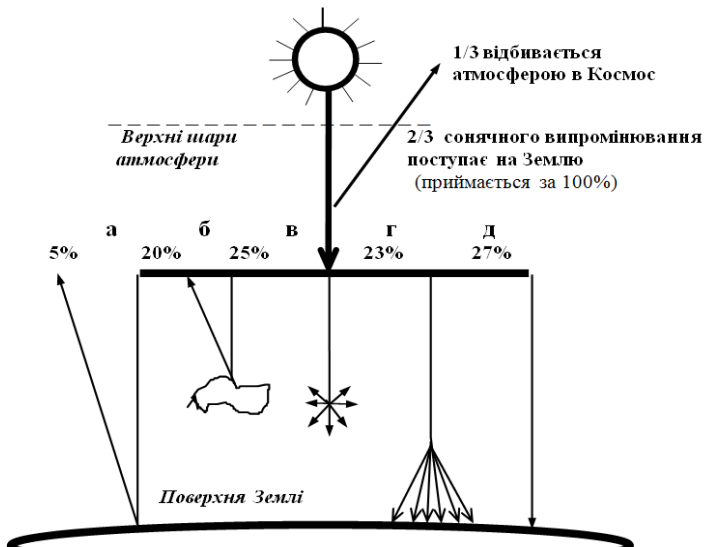
Сонце має безперервний спектр випромінювання, який пересікається у деяких місцях темними лініями поглинання (фраунгоферовими лініями), впливом яких при енергетичних розрахунках можна знехтувати. Розподілення енергії у спектрі Сонця нерівномірне і справжня крива спектральної щільності потоку сонячного випромінювання має досить складний вигляд. Розподілення щільності потоку випромінювання, що випускається 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 рази більша від середньої. Ближче до краю яскравість диска зменшується, при цьому спектр випромінювання змінюється внаслідок того, що температура по краях нижча, ніж у центрі [3].

Увесь потік випромінювання передається до зовнішніх частин Сонця радіаційним шляхом і тільки в області, розміщеній під видимою поверхнею Сонця, має місце конвективний процес передачі енергії. Фотосфера, поверхня Сонця, яку ми бачимо, в дійсності являє собою дуже тонкий шар товщиною

всього декілька сотень кілометрів. Випромінювання, яке поступає від краю сонячного диска, проходить крізь відносно великі товщі речовини, тому від глибоких більш гарячих шарів фотосфери проходить порівняно менший потік випромінювання, що викликає потемніння до краю диска. Почервоніння випромінювання до краю диска пояснюється тим, що довгохвильова частина випромінювання легша, ніж короткохвильова і проникає крізь товщі речовини.

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

Густина сонячного потоку в космосі приблизно дорівнює $1,35 \text{ кВт/м}^2$. Максимальна інтенсивність сонячного випромінювання на поверхні Землі дорівнює 1 кВт/м^2 , однак тривалість його становить всього 1-2 години в літні дні. Середня інтенсивність сонячного випромінювання в більшості районів земної кулі становить $200\text{-}250 \text{ Вт/м}^2$. На рисунку 3.1 показано розподіл сонячного випромінювання при проходженні від Сонця до Землі [3, 4].



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

Рис. 3.1. Розподіл сонячного випромінювання

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

Безпосередньо на поверхню Землі попадає біля 50 % від 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].

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

Величина енергії сонячної радіації в значній мірі залежить від астрономічних та метеорологічних факторів – висоти Сонця над горизонтом і тривалості дня, хмарності, вологості та прозорості атмосфери.

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

Прямим називають потік променевої енергії Сонця, що припадає на одиницю поверхні плоского приймача, розміщеного перпендикулярно падаючим променям. Мова йде, 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 поступає на Землю після зміни напрямку внаслідок відбивання та розсіювання атмосферою.

Поряд із вимірюванням прямого сонячного випромінювання більш важливими 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 на протязі 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 призводить до

зменшення іншої, майже не впливаючи на їх суму. Складова прямої сонячної радіації в добовій сумі сонячної радіації, що попадає на горизонтальну поверхню Землі, може знаходитись у діапазоні від 90 % в дуже ясний день і до 0 % у дуже хмарний день. Величина сумарної сонячної радіації із збільшенням висоти місцевості до 200 м практично не змінюється – в даному випадку змінюється співвідношення її складових – збільшення величини прямої сонячної радіації компенсується зменшенням величини розсіяної сонячної радіації. Як правило, найбільшу долю в сумарній сонячній радіації складає пряма радіація (за виключенням зимових місяців і 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 поступає у вигляді розсіяної, тоді використовують плоскі сонячні колектори, які збирають як пряме, так і розсіяне сонячне випромінювання і 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 і впровадженню новітньої техніки та технологій, що забезпечують підвищення ефективності та зниження вартості виробництва електричної та теплової енергії. Важливу роль відіграють ефективні методи стимулювання сонячної енергетики, в першу чергу електроенергетики, запроваджені в багатьох країнах світу.

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

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

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

- активні сонячні технології, що 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 сприймається, накопичується і транспортується в спеціальних пристроях;

- пасивні сонячні технології, які базуються на виборі та використанні матеріалів із ефективними тепловими характеристиками, вигідному розташуванні будівель відносно положення Сонця та інше. У пасивних системах приймачем служать самі об'єкти, що нагріваються.

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

1) перетворення сонячної енергії в електричну енергію, у тому числі:

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

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

2) перетворення сонячної енергії в теплову енергію, у тому числі:

- опалення;
- гаряче водопостачання;
- технологічні процеси.

Найбільш поширеним методом отримання електричної енергії є застосування фотоелектричного методу прямого перетворення сонячної енергії із використанням фотоелектричних перетворювачів (ФЕП), які в різних джерелах називають фотоелектричними панелями (ФП), або сонячними елементами (СЕ), або фотоелементами (ФЕ).

Загальний вигляд фотоелектричних панелей показано на рисунку 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 рисунку 3.3 [6].



Рис. 3.3. Сонячна теплодинамічна електростанція

У процесі перетворення сонячної енергії в теплову радіаційне сонячне випромінювання сприймається сонячним колектором (СК) – це об’ємна конструкція, через яку циркулює теплоносіє, а її зовнішня сторона (обернена до джерела випромінювання) має чорну поглинаючу поверхню.

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

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



Рис. 3.4. Теплова система нагрівання води

В Україні, як найбільш перспективні на даний час, визначено такі напрями використання сонячної енергії:

- *сонячна електроенергетика* або пряме перетворення сонячної енергії в електричну енергію постійного струму за допомогою фотоперетворювачів;

- **сонячна теплоенергетика** або безпосереднє перетворення сонячної енергії в теплову енергію без попередньої концентрації потоку сонячної радіації (для гарячого водопостачання об'єктів, комунально-побутового та технологічного теплопостачання, потреб сільського господарства).

Наукові дослідження фізико-технічних проблем сонячної енергетики ІВЕ НАН України здійснюються з метою [7]:

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

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

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

3.1.3. Потенціал сонячної енергії в Україні

При виборі типу та потужності сонячної енергетичної установи для певної місцевості в першу чергу необхідно орієнтуватись на питомі показники з надходження сонячної радіації в даній місцевості (середня добова, місячна і річна кількість прямої, розсіяної та сумарної сонячної радіації), продуктивність геліотехнічної установи [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 таблиці 3.1. [10]

В Україні існують достатньо сприятливі умови для використання сонячної енергії. Середньорічна кількість сумарної сонячної радіації, що потрапляє на 1 м² поверхні, на території України знаходиться в межах від 1070 кВт·год/м² в її північній частині до 1400 кВт·год/м² і вище на півдні України. Розподіл основних кліматичних показників такий: радіаційний режим території характеризується зміною тривалості сонячного сяйва 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 (Придніснянська 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 (Баришівська 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 (Нова Ушиця 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) 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 (Асканія-Нова МТС)	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 (Нікітський сад МТС)	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 середньо-багаторічна 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; у той же час, 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 таблиці 3.2 та на рис. 3.5, 3.6.

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 82768 МВт, а річний потенціал виробітку електричної енергії СЕС в Україні становить близько 100 млрд кВт·год/рік.

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

№з/п	Область	Площа області, км ²	Теоретична встановлена потужність СЕС, МВт	Площа під будівництво СЕС, км ²	Потенціал виробітку електроенергії СЕС, млн. кВт·год/рік
1	АР Крим	26200	3 603	72.05	4 323
2	Вінницька	26513	3 646	72.91	4 375
3	Волинська	20144	2 770	55.40	3 324
4	Дніпропетровська	31914	4 388	87.76	5 266
5	Донецька	26517	3 646	72.92	4 375
6	Житомирська	29832	4 102	82.04	4 922
7	Закарпатська	12777	1 757	35.14	2 108
8	Запорізька	27180	3 737	74.75	4 485
9	Івано-Франківська	13900	1 911	38.23	2 294
10	Київська	28131	3 868	77.36	4 642
11	Кіровоградська	24588	3 381	67.62	4 057
12	Луганська	26684	3 669	73.38	4 403
13	Львівська	21833	3 002	60.04	3 602
14	Миколаївська	24598	3 382	67.64	4 059
15	Одеська	33310	4 580	91.60	5 496
16	Полтавська	28748	3 953	79.06	4 743
17	Рівненська	20047	2 756	55.13	3 308
18	Сумська	23834	3 277	65.54	3 933
19	Тернопільська	13823	1 901	38.01	2 281
20	Харківська	31415	4 320	86.39	5 183
21	Херсонська	28461	3 913	78.27	4 696
22	Хмельницька	20645	2 839	56.77	3 406
23	Черкаська	20900	2 874	57.48	3 449
24	Чернівецька	8097	1 113	22.27	1 336
25	Чернігівська	31865	4 381	87.63	5 258
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 по жовтень), у північних областях – 5 місяців (з травня по вересень). У кліматометеорологічних умовах України для сонячного теплопостачання ефективним є застосування як плоских та трубчатих сонячних колекторів, так, у подальшому, і концентруючих, які використовують пряму і розсіяну сонячну радіацію. Фотоенергетичне обладнання може достатньо ефективно експлуатуватися протягом всього року [3].

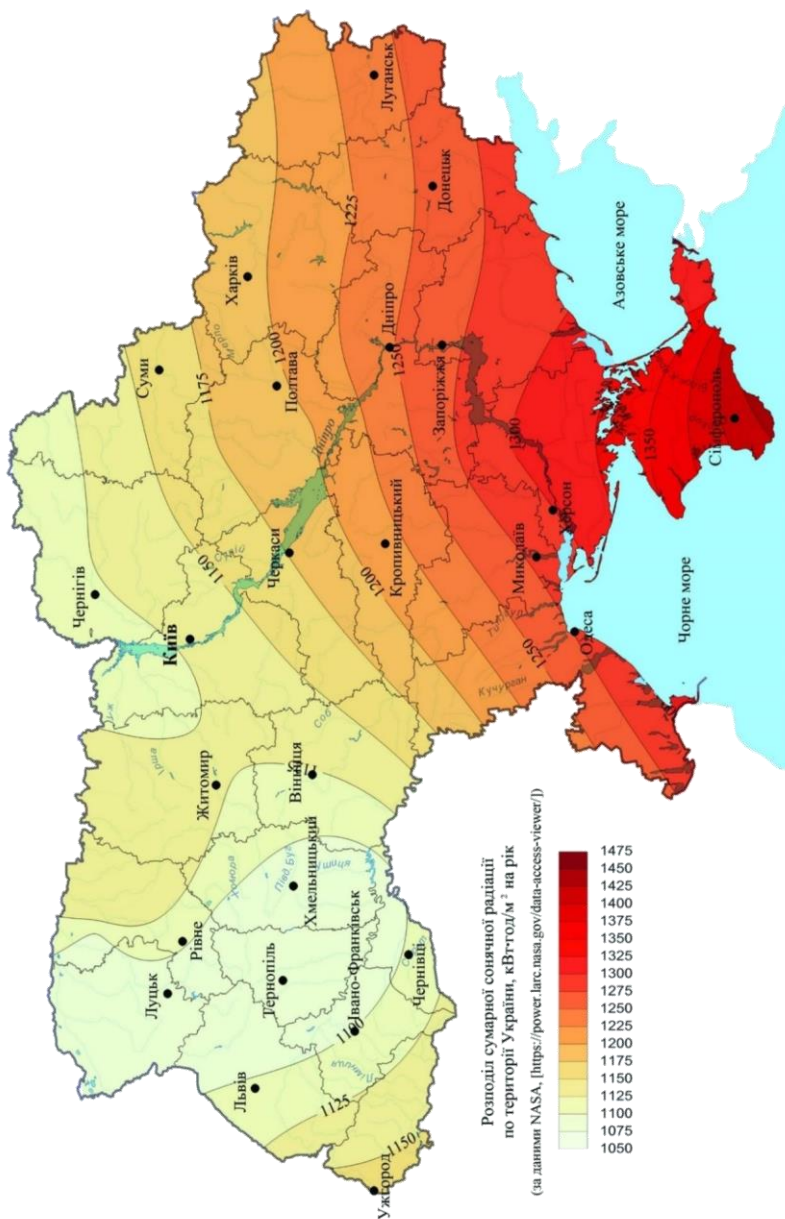


Рис. 3.5. Розподіл сумарної сонячної радіації по території України

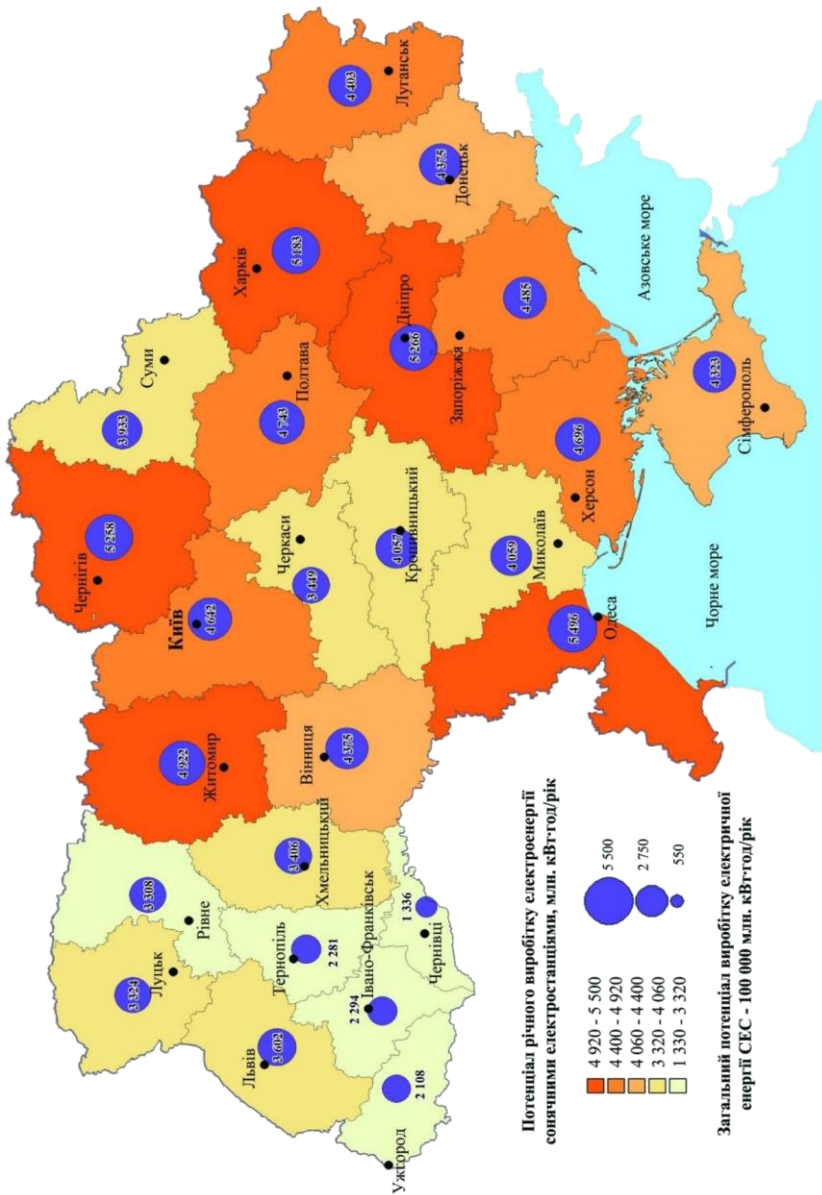


Рис. 3.6. Потенціал річного виробітку електроенергії сонячними електростанціями України

3.2. Сонячна електроенергетика

Світова сонячна електроенергетика в основному базується на використанні процесу прямого перетворення сонячної енергії в електричну із застосуванням методу фотоелектричного перетворення. Фотоелектричні джерела енергії застосовуються для живлення споживачів у дуже широкому інтервалі потужностей: від міні-генераторів для годинників і калькуляторів потужністю декілька Вт до центральних мережових електростанцій потужністю в сотні МВт. 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. За останні роки досягнуто значного технічного прогресу у фотоелектричному перетворенні сонячної енергії, що дозволило значно знизити питомі капіталовкладення в установки такого типу і собівартість електроенергії, ними виробленої.

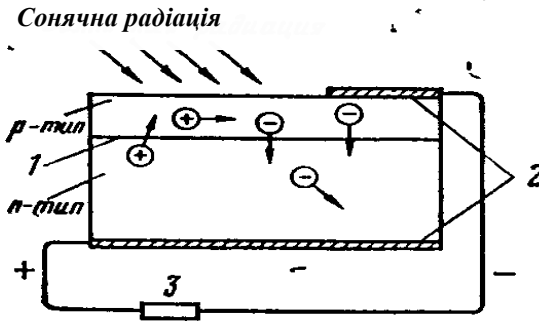
Фотоелектричне перетворення сонячної енергії в даний час є одним із пріоритетних напрямів використання сонячної енергії, що обумовлюється можливістю отримання електроенергії практично в будь-якому районі; екологічною чистотою перетворення енергії; значним терміном роботи; невеликими затратами на обслуговування;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

Сучасні сонячні елементи мають наступні переваги: у 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.

У даний час на світовому ринку переважає використання кристалічного кремнію і тонкоплівкові технології. Найстарішими і найбільш поширеними у світі (біля 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 і електрично з'єднані. Система тонкоплівкової технології складається з тонкого шару напівпровідникового матеріалу, нанесеного на скло, полімер або метал [14].

У сонячній фотоенергетиці сонячне випромінювання перетворюється в електроенергію напівпровідниковими перетворювачами, які володіють селективною спектральною чутливістю. Фотоелементи базуються на фотоелектричному ефекті у напівпровідникових структурах з *p-n* переходами, на так званому вентильному фотоелектричному ефекті, безпосередньо перетворюють падаюче на них сонячне випромінювання в електричну енергію, являючись таким чином її генераторами. На відміну від фотоопорів і фотоелементів із зовнішнім фотоелектричним ефектом, вони не потребують джерела зовнішньої напруги.

Типова структура фотоелемента з p - n переходом показана на рисунку 3.7 [3, 15].



1 – спай; 2 – металева контактна плівка;
3 – опір навантаження.

Рис. 3.7. Кремнієвий фотоелемент

Фотоелектрогенератори для прямого перетворення енергії випромінювання Сонця в електричну енергію, зібрані з великої кількості послідовно і паралельно з'єднаних сонячних елементів, отримали назву сонячних батарей (СБ). Сучасні сонячні батареї 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 батареї частіше всього виконують у вигляді плоскої панелі з фотоелементів, захищених прозорими плівками. Число фотоелементів у СБ може досягати кількох сотень тисяч, площа панелі – десятків квадратних метрів, струм – сотень ампер, напруга – десятків вольт.

Підприємства з виробництва концентрованої сонячної енергії (КСЕ) використовують дзеркала для концентрування сонячного випромінювання на приймачі, який збирає та 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 у випадку, якщо день хмарний. КСЕ-підприємства вимагають для свого функціонування наявність прямого сонячного випромінювання і тому є привабливим варіантом для встановлення у регіоні Сонячного поясу між 40 градусами північніше та південніше екватора [14].

На сонячні електростанції сьогодні припадає близько 4 % виробленої електроенергії з відновлюваних джерел енергії у світі. Перетворення сонячної енергії в електричну відбувається в основному 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 і США є підприємства, що в темний час доби генерують електроенергію із теплоти, накопиченої в день. Істотним недоліком є у 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 [14].

Більшість нових об'єктів відновлюваної енергетики, введених у світі в 2018 р. – 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 мільйонів і надалі прогнозується значне збільшення потужностей і, відповідно, кількість робочих місць [16].

За оцінкою MEA, світова індустрія сонячного сегменту 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 [17].

При практично незмінній рентабельності вугільних технологій та зростанні витрат на розвиток об'єктів атомної генерації рентабельність сонячних електростанцій за 2017 р. збільшилася на 6 % порівняно 2016 р. 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 у два рази – до цілком прийнятної величини 82 дол. США/МВт·год. Капітальні витрати в фотоелектричній сонячній енергетиці, за даними Lazard, знаходяться в інтервалі 1100 – 1375 дол. США за кіловат установленної потужності (для розглянутих в моделі об'єктів установленною потужністю 30 МВт) [17].

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 р. дорівнював 27,2 % [17].

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 із всіх впроваджених потужностей на основі ВДЕ – 99,1 МВт, з яких 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 зростав 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 (2ГВт) припадає на сонячні електростанції [18].

За даними Національної комісії, що здійснює державне регулювання в сфері енергетики та комунальних послуг в Україні за липень-вересень 2019 р. були введені сонячні електростанції загальною потужністю 779,6 МВт, найбільшу – 388,5 МВт – було встановлено у Дніпропетровській області [16].

Держенергоефективності України представив типову фінансову модель СЕС встановленою потужністю 1 МВт для Київської області – розмір необхідних інвестицій складає близько 1,14 млн Євро, термін окупності складає 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, 3.9 [3].



Рис. 3.8. Система фотоелектричного освітлення ботанічного саду м. Києва



Рис. 3.9. Фотоелектрична станція потужністю 10 кВт на острові Зміїний

У результаті багаторічних досліджень в Україні створена науково-дослідна база для подальшого розвитку і масового виробництва сонячних фотоелементів, модулів і батарей на основі напівпровідникового кремнію. Основною проблемою сучасної фотоенергетики України є створення

науково-технологічних основ для виробництва фотоелектричних перетворювачів з вищим ККД для зменшення вартості виробленої електроенергії. Потребують удосконалення і впровадження 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).

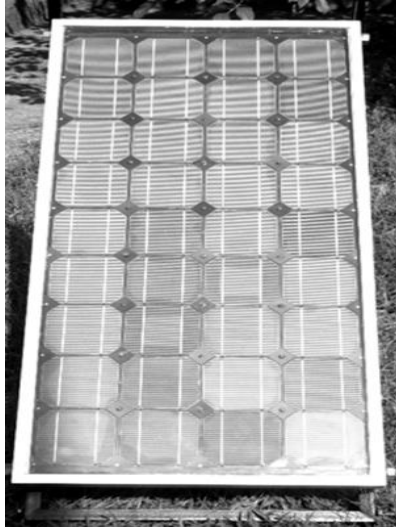


Рис. 3.10. Дослідний експериментальний зразок фототермічного модуля

Виконано комплекс фундаментальних досліджень із 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: Добровлянську ФЕС потужністю 4,17 МВт в Заліщицькому районі Тернопільської обл., Сичівську 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).



Рис. 3.11. Перша в м. Києві промислова сонячна дахова фотоелектрична станція

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.

3.3. Сонячна теплоенергетика

Використання сонячної енергії для отримання теплової енергії має давні традиції і дуже широкий спектр застосування. У результаті розробки та застосування сучасних техніки і технологій було створено нову галузь – теплову геліоенергетику, основою якої є використання пристроїв та обладнання, що перетворюють сонячну радіацію в теплову енергію.

Теплові процеси, які використовують енергію сонячного випромінювання, опрацьовані майже для всіх напрямків теплових технологій теплопостачання – гаряче водопостачання та опалення, холодопостачання, кондиціювання повітря, отримання прісної води, сушка матеріалів та виробів і ряд 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, і відбувається перетворення енергії сонячної радіації в теплову. Тому обсяги впровадження таких систем вираховуються в квадратних метрах

сонячних колекторів, розрахунок ведеться по загальній площі та, при порівняльних розрахунках 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, для використання в технологічних процесах у промисловості та сільському господарстві. Застосування в системах теплопостачання обладнання сонячної теплової енергетики є позитивним з точки зору екології – кількість шкідливих викидів в атмосферу зменшується на величину, яка утворювалась би при згорянні заощадженого органічного палива.

Найбільш широке застосування сонячна енергетика знайшла у системах теплопостачання. Вони використовуються для гарячого водопостачання, опалення та інших потреб, це дозволяє значно зменшити використання органічного палива.

Вважається, що перший водонагрівач створено ще в 1767 році у Швейцарії. У даний час сонячне водонагрівання стало нормою практично у всіх країнах із теплим кліматом, а різні заходи щодо заохочення для поліпшення стану навколишнього середовища сприяли встановленню сонячних водонагрівачів і в багатьох країнах із більш холодним 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 у 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 і постанови. Основний спосіб використання сонячної енергії в Туреччині – гаряче водонагрівання за допомогою плоских сонячних водонагрівачів. Приблизно 100 компаній виробляють сонячні колектори в обсязі понад 750000 м² [19].

Ефективно використовувати сонячні водонагрівачі можуть не тільки домашні господарства. У промисловості вигідно для попереднього нагрівання води використовувати сонячну енергію. Таким чином зменшується залежність від росту цін на енергоносії – сонячний водонагрівач дає швидку і суттєву економію енергії. У залежності від об'єму гарячої води і 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. Наглядним 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 і допомагає економити 10-20 % ще й теплової енергії на опалення. Способи використання сонячної енергії в будинках і в промисловості наведено в [19, 20].

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 включають повне нормативно-методичне забезпечення діяльності в галузі сонячної теплоенергетики і пакет засобів економічної підтримки (як правило, 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 наступними 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 °C), які застосовуються для перетворення сонячної енергії у низькопотенційну теплоту для гарячого водопостачання, опалення та інших теплових процесів, як правило використовують так званий плоский сонячний колектор, що являє собою геліоприймаючий абсорбер, по якому циркулює теплоносіє. Сонячні колектори теплоізовані з тильної та закріплені з лицьової сторони. Експлуатаційні витрати на роботу системи гарячого водопостачання на базі СК мінімальні, адже електрична енергія витрачається тільки на роботу циркуляційного насоса. Наприклад, за 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 (інфрачервоної складової) у поглинаючій панелі відбувається перетворення сонячної енергії в теплову, у результаті чого рідкий теплоносіє, що проганяється через трубки, відбирає отриману теплоту. Високоселективне покриття прозоре для інфрачервоного випромінювання, але є дзеркалом для теплового, у зв'язку з цим перетворена енергія майже не випромінюється поглинаючою панеллю. Прозора ізоляція і теплоізоляційний шар зменшують втрати теплової енергії.

У системах високотемпературного теплопостачання (вище за 100 °C) застосовують високотемпературні сонячні колектори. На даний час найкращим із них вважається концентруючий сонячний колектор Луза, що є

параболічним жолобом з чорною трубкою в центрі, на яку концентрується сонячне випромінювання. Такі колектори дуже ефективні у випадках, 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 як правило використовуються у невеликих водонагрівальних установках. У великих установках із колекторами великої площі теплоприймальну пластину і раму зі склом можна зробити незалежними одне від одного і, об'єднавши обидва ці елементи за допомогою конструкційного матеріалу, ввести їх у структуру будинку у вигляді елементів стіни або даху.

Більшість плоских колекторів складається із п'яти основних елементів (рис. 3.12), до яких відносяться [3]:

- 1) корпус, що містить елементи СК і захищає їх від атмосферних впливів;
- 2) прозоре покриття із одного або більше шарів скла або пластмасової плівки;
- 3) трубки або канали, виготовлені як одне ціле разом із поглинаючою пластиною або приєднані до неї, по яких проходить вода, повітря або інший теплоносій;
- 4) поглинаюча 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 виключати із пристроїв, призначених для невеликого підвищення температури, як наприклад при нагріванні води в плавальних басейнах.

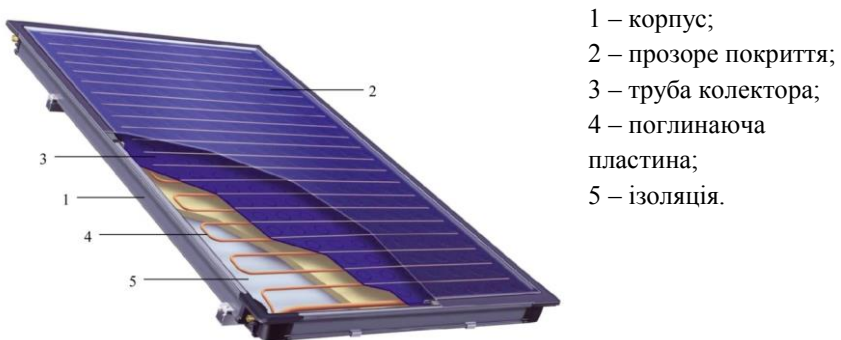


Рис. 3.12. Конструкція плоского сонячного колектора

В ідеальному колекторі все падаюче на нього випромінювання повинне перетворюватися в теплоту. На практиці корисна теплота завжди менше падаючої сонячної радіації. Це обумовлено різними факторами і докладний аналіз теплових характеристик плоского колектора складний.

Одним із 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 розпирний стрижень. Такі ж 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 рисунку 3.13 показано скляний вакуумний колектор [3].

За рахунок низького ступеня чорноти поглинаючої поверхні зменшуються втрати випромінюванням, а завдяки наявності вакууму між теплоприймаючою стінкою і прозорою ізоляцією зводяться до мінімуму конвективні втрати.



Рис. 3.13. Скляний вакуумний колектор

Трубчасті колектори мають важливу особливість, яка полягає в тому, що втрати при відбиванні прямого випромінювання будуть значно меншими, ніж у колекторах із плоскою заскленою поверхнею.

У ряді випадків ефективним є застосування колекторів із тепловою трубою та термосифоном. Невелику кількість рідини, що знаходиться у 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 обігрівається. Конденсат повертається до кінця труби, що обігрівається, під дією капілярних сил. У деяких сонячних нагрівальних установках повернення

конденсату може здійснюватися під дією гравітаційних сил. Оскільки процес випаровування і 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.

При використанні у якості 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 більш містким і мати більш розвинену 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 і 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 в тих, що працюють тільки влітку, можна використовувати воду. На зимовий період вода повинна зливатись з колектора. Всесезонні колектори використовують незамерзаючу рідину. При цьому необхідно враховувати те, що характеристика цієї рідини відрізняється від води [21].

Для узгодження роботи всіх елементів геліосистеми необхідні пристрої автоматичного керування. Це відбувається на основі даних, отриманих від різних датчиків, вмонтованих в колектор, бак, резервне джерело енергії (ТЕН, котел та інші). На основі аналізу даних про температуру приймається рішення про вмикання циркуляційного насосу 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 % [21].

Промисловим виробництвом колекторів сонячної енергії займаються в основному середні та дрібні фірми, яких, наприклад, тільки в США нараховується більше двохсот. Основні зусилля фірм-розробників направлені на покращення техніко-економічних показників за рахунок зниження собівартості колектора при високих теплофізичних показниках, зниження матеріалоємності, збільшення терміну служби.

3.3.2. Системи сонячного теплопостачання

Системи сонячного теплопостачання (ССТ) класифікуються наступним чином [3]:

- системи активного сонячного теплопостачання, що використовують так звані активні установки на основі сонячних колекторів, у якості теплоносія в яких циркулює рідина (вода, розчини солей) або газ (повітря);

- системи пасивного сонячного опалювання, в яких різні конструкційні елементи і матеріали використовуються як теплоприймачі – використання сонячної енергії проводиться за рахунок планувального і архітектурно-будівельного розташування споруд та їх конструктивних елементів;

- комбіновані системи сонячного теплопостачання, в яких використані елементи пасивного і 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 у річному балансі витрати теплоти житловими і суспільними будинками на гаряче водопостачання складають 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, фермах, пасовищах тощо [3].

Головними складовими сонячної опалювальної установки є:

- сонячний колектор (водяного або повітряного типу, вакуумний чи плоский);

- теплоакумулююче устаткування та теплоносії для нього (вода, каміння, бетон, хімічні матеріали – антифриз та ін.);

- теплоносії для опалення приміщення (вода, повітря), нагрівальні прилади (радіатори, труби).



Рис. 3.14. Термосифонна система сонячного теплопостачання з природною циркуляцією теплоносія

Існує два основні способи передачі 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 відноситься до активної сонячної системи і пов'язаний з необхідністю використання спеціальних засобів, а другий спосіб відноситься до пасивної сонячної системи без застосування спеціальних пристроїв.

Основним компонентом активної сонячної енергетичної системи, що перетворює променеву енергію Сонця в корисну теплову енергію і віддає цю теплоту теплоносію є сонячний колектор. Теплоносій переносить цю теплоту в будівлю чи в акумулятор для подальшого використання [22].

Досить поширеними є системи сонячного теплопостачання із примусовою циркуляцією теплоносія, одна з яких показана на рисунку 3.15 [3].

Перспективним є застосування так званих пасивних систем сонячного опалення, тобто систем, у яких не використовується спеціальне обладнання, а самі конструкційні елементи будівель та споруджень є приймачами та акумуляторами сонячної енергії. Такі системи дозволяють у різних кліматичних зонах заощаджувати від 20 до 60 % традиційного палива, що витрачається на опалення. Як правило, в будівлях із пасивним сонячним опаленням для підвищення ефективності одночасно використовується декілька типів систем, наприклад, геліотеплиця, оранжерея або зимовий сад, прибудовані до південного фасаду будівлі, південні засклені теплоакумулюючі стіни, вікна, тераси, балкони тощо [3].

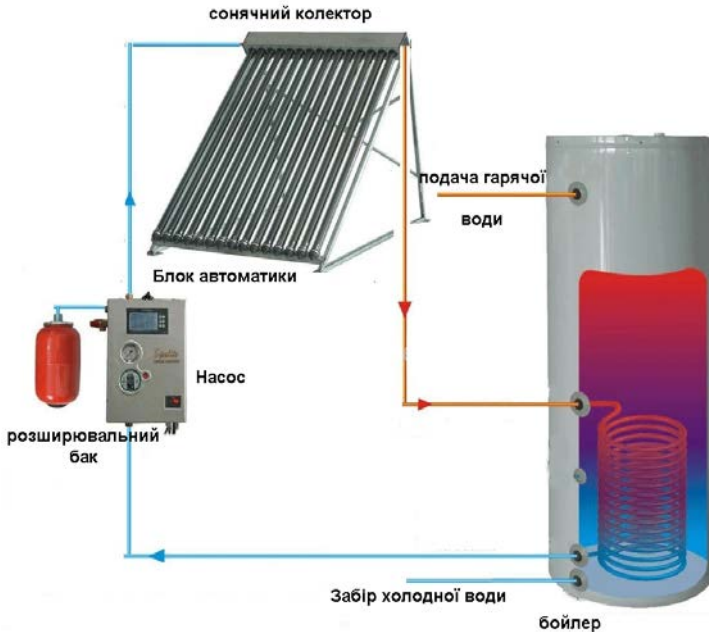


Рис. 3.15. Система сонячного теплопостачання з примусовою циркуляцією теплоносія

При розробці 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. Теплоакумуючі 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 теплоакумуючим матеріалом є бетон, за ним – цегла, дуб, сосна, гіпс (суха штукатурка). По мірі вдосконалення технологічних рішень, покращення якості обладнання та підвищення його економічності масштаби використання пасивного сонячного теплопостачання будуть розширюватись.

На практиці найбільш розповсюдженими є системи комбінованого сонячного теплопостачання, причому існує безліч самих різних варіацій. Застосування таких комбінованих сонячних енергосистем дозволяє більш ефективно використовувати енергію сонячного випромінювання.

Необхідно завжди враховувати, що при запровадженні сонячного теплопостачання недоцільно орієнтуватися на найбільш несприятливі умови надходження сонячної енергії; в таких випадках ефективним є комплексне використання різних джерел енергії – як традиційних, так і нетрадиційних. При врахуванні всіх техніко-економічних аспектів 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 і отримання значного заощадження паливно-енергетичних ресурсів необхідне лише підвищення зацікавленості виробників до випуску великих партій такого обладнання.

Активно йде відпрацювання систем сонячного теплопостачання із сезонною акумуляцією теплової енергії, що дозволяє збільшити частку сонячної радіації у 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 і ряд інших. [23].

На сучасному технологічному рівні міжсезонне акумулювання (тобто акумулювання надлишків теплової енергії, що утворюється в літній період, для того, щоб використовувати її взимку) з економічної точки зору не завжди вигідне. Однак корисно і 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 при повній відсутності надходження сонячної радіації. Для акумулювання і 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 із тонким шаром теплоізоляції температура знижується на 10-15 °C за добу.

3.4. Застосування фотобатарей 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) в останні роки 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 є наступним: 2014р. – 21 СЕС_д загальною потужністю 0,1 МВт; 2015р. – 223 СЕС_д потужністю 2,1 МВт; 2016р. – 865 СЕС_д

потужністю 14,5 МВт; 2017р. – 1901 СЕС_д потужністю 34,3 МВт; 2018р. – 4440 СЕС_д потужністю 106 МВт; 2019р. – 14518 СЕС_д потужністю 396 МВт. Лідерами щодо впровадження домашніх сонячних електростанцій є наступні області: Дніпропетровська, Тернопільська, Київська (без м. Києва), Івано-Франківська, Закарпатська.

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 0,3 % з них встановили домашні СЕС.

При виборі сонячних фотоелектричних технологій необхідно знаходити компроміс між початковими витратами, ефективністю модуля та тарифами на електроенергію. У країнах із значними сонячними енергоресурсами та високими тарифами на електроенергію, електроенергія, вироблена 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) [14].



Рис. 3.16. Дахова сонячна електростанція

Фотоелементи широко використовуються і для автономного освітлення. Попит на них зростає з кожним роком у зв'язку з розвитком технологій та зниженням вартості обладнання.

Держенергоефективності України представив типові фінансові моделі СЕС для приватного домогосподарства (таблиця 3.3). Розрахунок проведено для Київської області [14].

Таблиця 3.3. Типові фінансові моделі СЕС для приватного домогосподарства

Встановлена потужність, кВт	Власне споживання, кВт·год/рік	Термін окупності, років	Необхідні інвестиції, Євро
5	2000	11	8000
10	2500	9	15000
30	4000	7	36000

Примітка. «Зелений» тариф: 19,01 євроцентів/кВт·год

Пропонується автономна сонячна електростанція – альтернативне джерело електроенергії для приватного житлового будинку або дачі (рис. 3.17) [24].

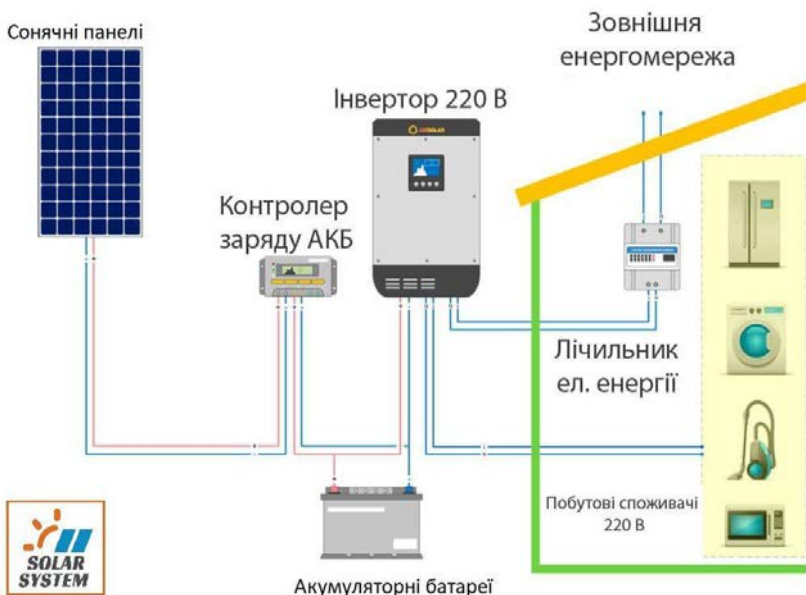


Рис. 3.17. Автономна сонячна електростанція

За допомогою такої системи можливо досягти подвійної вигоди – істотно скоротити витрати на оплату електроенергії та гарантувати енергозабезпечення власного дому 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 до 48 годин. Функціонал сучасних мережевих інверторів дозволяє на 50 % покрити споживання будинку виключно за рахунок сонячної енергії (без застосування резерву акумуляторних батарей), та відповідно зменшити споживання електроенергії із мережі на 50 % [24].

Технічні можливості таких станцій можуть забезпечити електроенергією основні побутові прилади – телевізор, насоси (циркуляційні, водяні), освітлення.

При плануванні встановлення сонячної електростанції в приватному будинку із постійним проживанням або в замському будинку чи на дачі, де не проживають регулярно, в першу чергу необхідно визначити рівень споживаної потужності об'єкту. При цьому враховується потужність всіх електроприладів, що працюють в будинку протягом доби: освітлення, циркуляційні насоси, побутова техніка тощо. Надалі обраховується сумарна кількість годин роботи даних приладів та, за допомогою спеціалістів, проводиться вибір автономної сонячної електростанції.

Встановлення систем сонячного теплопостачання в приватних господарствах не потребує спеціальних дозволів, що значно спрощує і скорочує терміни його 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 в теплову, яка нагріває воду, що накопичується в теплоізованих 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 [14].

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 період з 9 до 15 години) і часу використання. Зранку (7-9) гаряча вода потрібна для вмивання, після обіду (13-16) – для миття посуду, ввечері (19-22) 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) [21].

Нагрівання гарячої води за допомогою колекторів може забезпечити 60-70 % річної потреби. На кожного мешканця будинку в цьому випадку 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 складе 70 %. Для сім'ї з 4-х 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 випадку буде непропорційно дорогою (в зимовий період необхідно збільшити кількість колекторів в 6-8 разів) [21].

Використання системи сонячного теплопостачання, наприклад для опалення, супроводжується підсиленням теплозахисту будівель, утилізацією теплових викидів і в цілому 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 продажу по «зеленому» тарифу або підігріву води. При правильному використанні енергія від Сонця може бути використана для покращення та оптимізації роботи безлічі напрямків 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 і кормів. Молочні ферми, які використовують продовжений світловий день для збільшення надоїв молока, можуть заощадити чималі кошти. Сонячна енергія набагато дешевша, ніж прокладання нових ліній електропередач. [25].

Одним із 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 електропередач. Основні насоси працюють безпосередньо, коли світить Сонце, забезпечуючи полив у спекотні літні місяці.

Автономні сонячні електростанції випускаються різної потужності, тому, за правильного вибору, забезпечать подачу достатнього об'єму води як для поливу полів і садів, так і для тваринництва.

Теплиці, які використовують світло і теплоту Сонця, фактично є сонячними пасивними енергосистемами. Правильно встановлені сонячні електростанції допомагають не лише нагрівати і 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 у 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.

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 знаходиться в межах від 1070 кВт·год/рік в північних регіонах України до 1400 кВт·год/рік в південних регіонах. Термін ефективної експлуатації геліоенергетичного обладнання в південних областях України – 7 місяців (з квітня по жовтень), в північних областях 5 місяців (з травня по вересень). Фотоенергетичне обладнання може достатньо ефективно експлуатуватися на протязі всього року.

2. Приведені питомі енергетичні показники з надходження сонячної радіації на території України є базовими при впровадженні сонячного енергетичного обладнання і використовуються в першу чергу 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.

3. Сонячна електроенергетика України розвивається найбільш динамічно із всіх ВДЕ – встановлені потужності промислових сонячних

електростанцій мають тенденцію до щорічного зростання, досить активно впроваджуються також домашні СЕС. Однак необхідність створення балансових потужностей та зменшення «зеленого» тарифу може негативно вплинути на загальну динаміку даної галузі сонячної енергетики.

4. У кліматометеорологічних умовах України для сонячного теплопостачання ефективним є застосування плоских сонячних колекторів, які використовують як пряму, так і розсіяну сонячну радіацію. Концентруючі сонячні колектори можуть бути достатньо ефективними тільки в південних регіонах України.

5. Теплові процеси, які використовують енергію сонячного випромінювання, опрацьовані майже для всіх напрямків 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.

6. 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 °С і вище. Ця обставина є підґрунтям для подальшого розвитку теорії взаємодії сонячного випромінювання із середовищами, які володіють різними фізичними характеристиками.

7. 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.

8. Застосування фотобатарей та сонячних колекторів у приватних господарствах України має широкий діапазон використання. При виборі 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.

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 / Кудря С. О. – Підручник. – Київ: Національний технічний університет України («КПІ»), 2012. – 495 с.
4. Мхитарян Н.М. Энергетика нетрадиционных и возобновляемых источников. К., Наукова 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 / Інститут відновлюваної енергетики. – Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2019. – 94 с.
8. Рекомендации по проектированию установок солнечного горячего водоснабжения для жилых и общественных зданий. КиевЗНИИЭП. Киев. 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 / Енциклопедія історії України: Україна–Українці. Кн. 1 / Редкол.: В.А. Смолій (голова) та ін. НАН України. Інститут історії України. – К.: в-во «Наукова думка», 2018. – 608 с. [Електронний ресурс] // 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. Енергія сонця [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <http://saee.gov.ua/uk/ae/sunenergy>
15. Твайделл Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии. – М.: Энергоатомиздат. 1990. – 344 с.
16. 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>.

17. Стан і перспективи розвитку технологій «інтелектуальних» електромереж, управління попитом та систем режимного управління в умовах розвитку поновлюваних джерел енергії у зарубіжній енергетичній сфері НПЦР ОЕС України. Підготовлено відділом інформаційно-аналітичної роботи департаменту міжнародного співробітництва та євроінтеграції. – Київ – 03/2018 – 121с.

18. Розвиток відновлюваних джерел енергії в Україні. Звіт в рамках проєкту «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.

19. Сонячні водонагрівачі щороку стають все популярнішими [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <https://ecotown.com.ua/news/Sonyachni-vodonahrivachi-shchoroku-stayut-vse-populyarnishymy/>.

20. Способи використання сонячної енергії в будинках і в промисловості [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <https://ecotown.com.ua/news/Sposoby-vykorystannya-sonyachnoyi-enerhiyi-v-budyndakh-i-v-promyslovosti/>

21. Що потрібно знати про сонячні колектори? [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <https://ecotown.com.ua/news/SHCHO-potribno-znaty-pro-sonyachni-kolektory/>

22. Берник І.М. Оцінка та аналіз способів отримання теплової енергії і конструктивних рішень теплогенеруючого та теплоакumuлюючого устаткування // Техніка будівництва, 2011. – № 27. – С. 47-54.

23. 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.

24. Автономна сонячна електростанція – впевненість в енергобезпеці Вашого дому [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <https://solarsystem.com.ua/blog/avtonomna-sonyachna-elektrostantsiya/>.

25. Сонячна енергія – помічник фермера. Міф чи реальність? [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <https://solarsystem.com.ua/blog/sonyachna-energiya-pomichnyk-fermera-mif-chy-realnist/>

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 найбільш поширених 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 в 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 та торфу в Україні

Основними постачальниками твердої біомаси для енергетичних потреб є сільське та лісове господарство. За даними, отриманими в Інституті відновлюваної енергетики НАН України та з відкритих джерел, 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.

Річний технічно-досяжний енергетичний потенціал твердої біомаси в Україні є еквівалентним 35 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, Одеській, Полтавській, Сумській, Харківській та Чернігівській областях і становить близько 2,0 млн т н.е./рік.

На рис. 4.1 наведено карту енергетичного потенціалу твердої біомаси та торфу України [1].

Слід відзначити тенденцію зростання потенціалу твердої біомаси, що зумовлено збільшенням продуктивності сільського господарства, змінами у веденні лісового господарства, змінами у поводженні з побутовими та промисловими відходами.

Для визначення виходу соломи і рослинних залишків використовують коефіцієнт відходів – відношення урожаю соломи або стебел рослин до урожаю зерна. За різними оцінками, на кожен тону зерна можна отримати 1,5–2,0 т соломи або рослинних залишків. Частина соломи подрібнюється і приорується для удобрення ґрунтів.

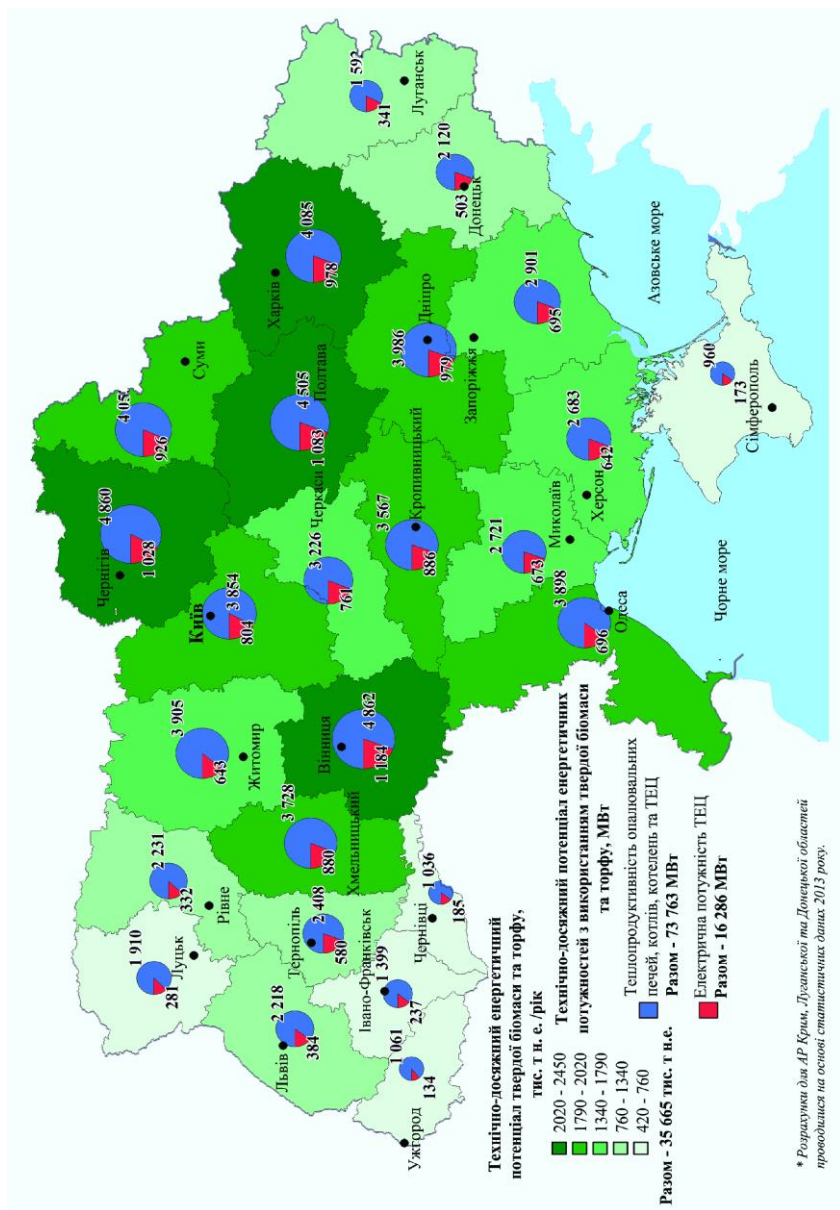


Рис. 4.1. Карта енергетичного потенціалу твердої біомаси та торфу України

У сільському господарстві найбільш поширеною технологією заготівлі соломи стало її тюкування. Тюковану солому використовують на потреби сільгосппідприємств та присадибних господарств населення. Обсяги заготівлі соломи злакових культур визначають попитом і до недавнього часу значну частину соломи спалювали на полях.

Тюковану солому злакових культур використовують в якості палива у 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.

Солому рапсу до недавнього часу залишали на полях, але зараз її широко використовують для виробництва гранул, які мають прийнятні паливні властивості і їх успішно спалюють в котельних установках з рухомими колосниками.

Стебла кукурудзи та соняшнику ще залишають на полях після збирання врожаю. Вони також є перспективним енергетичним ресурсом, зважаючи на їх значні обсяги.

При переробці насіння соняшнику відділяються лушпиння та сторонні рослинні частки. На підприємствах олійної промисловості спалюється біля 500 тис. т лушпиння соняшнику, ще більш ніж 700 тис. т гранулюється. Гранули з лушпиння соняшнику успішно спалюють в котельних установках та печах.

Лісистість території України становить біля 16 %, а заготівля ліквідної деревини досягла 19 млн м³. Сумарні ресурси паливних дров, відходів заготівлі та переробки деревини складають біля 10 млн м³. Відбувається розширення використання дров, деревних брикетів та пелет, зокрема у побуті та промислових котельнях.

Енергетичні культури – це окремі види дерев та рослин, що спеціально вирощуються для виробництва твердого біопалива – швидкоростучі 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).

У поводженні з твердими побутовими відходами (ТПВ) впроваджується вилучення цінних компонентів, а частка ТПВ, що не піддається подальшому сортуванню та містить тверду біомасу, може використовуватися як паливо з відходів (RDF) у промислових печах та сміттєспалювальних установках.

Торф – органічна порода, яка утворюється в результаті біохімічного процесу розкладання (відмирання і неповного розпаду) болотних рослин при підвищеній вологості і дефіциті кисню. Річний приріст торф'яного шару становить близько 1 мм, тож відповідний обсяг торфу можна вважати відновлюваним. Станом на 2011 р. загальні геологічні запаси торфу України

складають 2,04 млрд т. Річний технічно-досяжний енергетичний потенціал торфу становить 0,3 млн т н.е. Його використання дасть змогу щорічно заощаджувати близько 0,4 млрд м³ природного газу. Найбільші ресурси торфу мають три поліські області: Волинська, Рівненська та Чернігівська. На їх територіях виявлено і розвідано 836 родовищ (38 % всіх 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.

Для енергопостачання промисловості та комунального господарства можна створити ТЕЦ сумарною електричною потужністю 16000 МВт та теплопродуктивністю 36000 МВт з річним споживанням твердої біомаси до 25 млн т н.е. і виробництвом електричної енергії до 70 ТВт·год та теплової енергії до 155 ТВт·год.

Для заміщення споживання природного газу та інших викопних палив у побуті та котельнях систем теплопостачання можна спрямувати тверду біомасу та торф в обсязі до 10,7 млн т н.е., забезпечивши роботу опалювальних печей, котлів та котелень сумарною теплопродуктивністю 37000 МВт з річним виробництвом теплової енергії 105 ТВт·год.

В Україні у 2016 р. використання твердого біопалива досягло 2875 тис. т н.е., з них кінцеве споживання: побутовим сектором – 51 %, теплоцентралями – 18,7 %, ТЕЦ – 8,3 %. У 2016 р. обсяг використання торфу для виробництва енергії становив 152 тис. т н.е., із них 85 % у вигляді торф'яних брикетів.

4.1.2 Енергетичний потенціал біогазу в Україні

Ефективним шляхом доповнення та заміни традиційних паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР), особливо в сільській місцевості, є виробництво та використання біогазу, який утворюється в результаті застосування технологій метанового зброджування тваринницької біомаси і на 55-70 % складається з метану.

Біогаз – це суміш газів, що утворюється внаслідок анаеробного метанового збродження біомаси і складається з метану, двоокису вуглецю, домішок сірководню, аміаку та інших газів.

Іншим джерелом біогазу є анаеробне розкладання сміттевої біомаси на полігонах твердих побутових відходів. Осади стічних вод містять велику кількість органічних речовин, їх утилізація забезпечує вирішення важливих екологічних, енергетичних і соціальних проблем міст, особливо мегаполісів.

Річний технічно-досяжний енергетичний потенціал біогазу становить 1607 тис. т н.е.; з них біогазу з відходів агропромислового комплексу (АПК) – 1030 тис. т н.е.; з полігонів ТПВ – 524 тис. т н.е.; з осадів каналізаційних стоків 53 тис. т н.е. На рис. 4.2 наведено карту енергетичного потенціалу біогазу України [1].

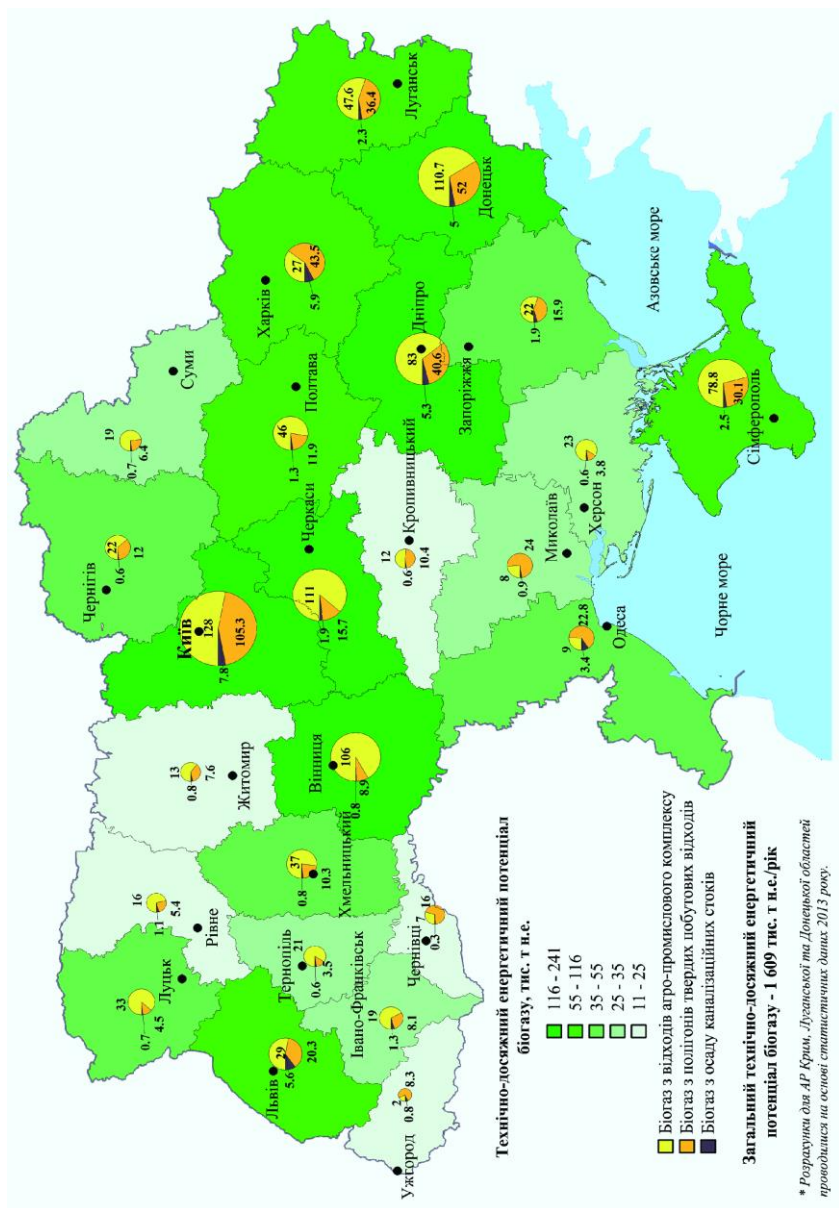


Рис. 4.2. Карта енергетичного потенціалу біогазу України

Сумарний енергетичний потенціал біогазу є найбільшим в урбанізованих областях та областях з інтенсивним тваринництвом та птахівництвом – у Київській, Донецькій, Дніпропетровській, Черкаській та Вінницькій областях і становить від 116 до 241 тис. т н.е./ рік.

За рахунок використання біогазу можна замінити такі види палива:

– природний газ, що використовується у когенераційних установках для виробництва електричної енергії для постачання в загальнодержавну енергосистему та теплової енергії для задоволення локальних потреб;

– бензин, дизельне паливо та гас у стаціонарних та транспортних двигунах внутрішнього згорання.

З використанням біогазу можна створити ТЕЦ сумарною електричною потужністю 984 МВт, та теплопродуктивністю теплоутилізаційних установок 1044 МВт, при цьому річне виробництво електричної енергії з використанням біогазу може досягнути 7,9 ТВт·год, а теплової енергії 8,4 ТВт·год.

У 2016 році в Україні використання біогазу становило 32,7 тис. т н.е., з них 43 % використано на ТЕЦ для комбінованого виробництва теплової та електричної енергії, а 57 % для виробництва теплової енергії у котельнях.

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 етилового спирту-сирцю, що використовується як біопаливо або біокомпонент у суміші з нафтовим паливом на транспорті.

Україна має необхідні умови для виробництва рідких біопалив як за земельними ресурсами і рослинним потенціалом, так і за наявністю власних виробничих потужностей. Річний технічно-досяжний енергетичний потенціал рідкого біопалива в Україні є еквівалентним 606 тис. т н. е. біоетанолу та 620 тис. т н.е. біодизельного палива. Найбільший потенціал рідких біопалив є у Вінницькій, Хмельницькій, Чернігівській, Одеській областях, де він становить понад 80 тис. т н.е./ рік.

«Національним планом дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року» передбачено використання біоетанолу до 320 тис. т н.е./рік та біодизельного палива до 70 тис. т н.е./рік. Наявний енергетичний потенціал рідких біопалив достатній для виконання Україною 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 даний час майже все зібране насіння ріпаку експортується, разом з тим потужності вітчизняних підприємств достатні для його переробки на олію як проміжну сировину для виробництва біопалива.

Виробництво паливного біоетанолу здійснюється переважно на реконструйованих спиртзаводах. Протягом останніх років виробництво паливного біоетанолу налагоджено на чотирьох спиртових заводах. Побудовані нові заводи з виробництва біоетанолу та біодизельного пального, які не експлуатуються. У 2016 р. загальне виробництво рідких біопалив в Україні становило 6 тис. т, експорт 6 тис. т, імпорт 58 тис. т, використання на автомобільному транспорті 58 тис. т.

4.2. Пряме спалювання біомаси

Для потреб промисловості та енергетики були створені технології та обладнання для спалювання різних видів класифікованого палива, але біомаса часто є неоднорідною за фракційним складом та характеризується широкими змінами властивостей. В останні роки введені жорсткі екологічні вимоги щодо гранично допустимої емісії забруднюючих речовин, прийняті стандарти щодо підвищення енергетичної ефективності та безпеки котельних установок зі спалюванням біомаси, що стимулювало застосування нових більш досконалих технологічних процесів та обладнання.

Вибір технології та конструкції системи спалювання визначається характеристиками біомаси, що буде спалюватися, доступними її ресурсами у межах економічно прийнятної відстані її транспортування, загальними та локальними екологічними вимогами, необхідним видом енергії (теплова енергія, електроенергія) та рівнем потужності, економічними умовами функціонування енергоустановки [2]. Таким чином, не існує універсальної технології та обладнання, а їх вибір є результатом техніко-економічного аналізу при створенні 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 забруднюючих речовин від спалювання палив в енергетичних установках, термін «біомаса» означає будь-яке з наступних понять:

(а) продукти, що складаються з будь-якої рослинної речовини, створені в результаті сільськогосподарської або лісницької діяльності, що можуть використовуватись як паливо для цілей утилізації їхньої енергетичної складової;

(б) наступні види відходів: рослинні відходи, створені в результаті сільськогосподарської або лісницької діяльності; рослинні відходи, створені в результаті діяльності харчової промисловості, якщо утворюване тепло утилізується; волокнисті рослинні відходи, створені в результаті 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 в результаті обробки засобами попередження загнивання деревини або покриттями, та які включають, 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 включає до біомаси «...тваринних речовин» і «біорозкладуваної 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». Таким чином, 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 наступні 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 перш за все для промислових споживачів, які мають енергетичні установки, придатні для використання таких палив, а при їх використанні здійснюються відповідні первинні та вторинні заходи зниження емісії забруднюючих речовин із дотриманням встановлених екологічних вимог.

У побуті, комунальному господарстві, 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. Разом з тим і ці установки 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 і прив'язані до них опалювальні та водогрійні котли встановлені мінімальні-допустимі показники енергетичної ефективності та гранично допустимі показники емісії забруднюючих речовин при використанні палив, властивості яких унормовані стандартами на тверді біопалива непромислового призначення – дров [7], тріски [8], деревних пелет [9], брикетів [10], недревних 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 забруднюючих речовин від енергоустановок. При їх проєктуванні задача полягала в розсіюванні викидів в атмосферному повітрі із забезпеченням встановлених гранично допустимих концентрацій у приземному шарі. В 2007 р 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 у продуктах згорання основних забруднювачів атмосферного повітря: твердих часток, оксидів сірки, оксидів азоту та оксиду вуглецю (табл. 4.1) в 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, не диференційовані 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 забруднюючих 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. В таблиці 4.2 наведено значення гранично допустимих концентрацій забруднюючих 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. Граничнодопустимі викиди при спалюванні біомаси у нових та реконструйованих великих спалювальних установках

Сукупна номінальна ефективна теплова потужність, МВт	SO ₂ , мг/м ³	NO _x , мг/м ³	Пил (тверді частки), мг/м ³
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 р. [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 забруднюючих речовин від існуючих та нових енергоустановок потужністю $P = 1 \dots 50$ МВт по паливу. У табл. 4.3 наведено значення гранично допустимих концентрацій забруднюючих 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 р. [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 врахуванням стану енергетичного сектору та економіки в цілому. У 2008 р. в Україні введено технологічні нормативи допустимих викидів забруднюючих речовин від великих енергоустановок номінальною 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 даний час введено лише перспективні технологічні нормативи для нових та модернізованих установок, що споруджуються та вводяться в експлуатацію на основі проектно-кошторисної документації, затвердженої після 1 січня 2018 р., причому ці нормативи співпадають 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 забруднюючих 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 р. в Україні введено технологічні нормативи допустимих викидів забруднюючих речовин від котелень, що працюють на лушпинні соняшнику, оснащених теплосиловими установками номінальною тепловою потужністю менше 50 МВт [17]. У 2016 р. до цього документу 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 у таблиці 4.4 [16].

Таблиця 4.4. Перспективні технологічні нормативи викиду забруднюючих речовин новими та реконструйованими енергоустановками, що спалюють лушпиння соняшнику

Забруднююча речовина	Технологічні нормативи допустимого викиду, мг/м ³ , 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

Чинний в Україні міждержавний стандарт ГОСТ 33016-2014 [18] на котли опалювальні номінальною тепловою потужністю до 500 кВт з температурою підігріву води до 110°C, 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,

включаючи тверді біопалива. За енергетичною ефективністю та емісією забруднюючих речовин котли поділяють на три класи: третій (найгірші показники), четвертий, та п'ятий (найкращі показники).

Стандартом ГОСТ 33016-2014 (EN 303-5:2012) встановлено гранично допустимий вміст у продуктах згорання оксиду вуглецю, летких органічних сполук, пилу (твердих часток) при спалюванні різних видів твердого палива. За цим стандартом біогенні види палива (відновлювані тверді біопалива) мають наступну класифікацію: **A** – кускова деревина (дрова) із вмістом вологи до 25 %; **B1** – подрібнена деревина (тріска) з корою та без кори з частками максимальним розміром до 15 мм з вмістом вологи від 15 % до 35 %; **B2** – подрібнена деревина як B1, але із вмістом вологи 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 вмістом вологи до 50 %; **E** – недеревна біомаса: солома, очерет, комиш, макуха та шрот з горіхів і насіння. При випробуванні котлів з метою встановлення їхніх технічних та екологічних характеристик мають застосовуватися тверді біопалива з властивостями наведеними у таблиці 4.5 [6].

Таблиця 4.5. Вимоги до твердих біопалив для випробування котлів по EN 303-5:2012

Вид палива	Клас палива	Вміст вологи	Вміст золи	Леткі речовини	Теплота згорання
		%	%	%	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

Залежно від потужності та класу котла встановлено значення гранично допустимих викидів забруднюючих речовин у сухих продуктах згорання за нормальних умов та референтному вмісті кисню у продуктах згорання 10 % об., які наведені у таблиці 4.6 [18], а у таблиці 4.7 наведені мінімально допустимі значення коефіцієнта корисної дії котлів [6].

Таблиця 4.6. Гранично допустимі викиди забруднюючих речовин при спалюванні твердих палив в опалювальних котлах за ГОСТ 33016-2014

Номінальна тепло- продуктивність, кВт	Граничнодопустимі викиди забруднюючих 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 (в наведених залежностях Q – потужність котла в кВт).

Клас котла та діапазон потужності	Коефіцієнт корисної дії, %
Клас 5, Q<100кВт	$\eta_k = 87 + \log Q$
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>300кВт	$\eta_k = 89$
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 у нашій роботі [19]. Сучасна система стандартизації забороняє створення та виробництво котельних установок з енергетичною ефективністю 40 %, які описані у роботі [20].

4.2.2. Технології та обладнання для спалювання твердих біопалив

4.2.2.1. Спалюванням кускового палива у фільтруючому шарі на нерухомій колосниковій решітці

При шаровому спалюванні шар кускового палива (дров) вільно лежить на колосниковій решітці і продувається первинним повітрям знизу через отвори. Свіже паливо завантажується зверху на шар палаючого палива (рис. 4.3), тобто реалізується зустрічний рух палива та повітря [21]. У перший період після завантаження відбувається теплова підготовка палива, при якій відбувається його прогрів, випарювання вологи, вихід летких речовин. Після виходу летких речовин залишається коксозольний залишок або деревне вугілля, яке контактує з дуттьовим повітрям та згорає з виділенням теплової енергії. Після вигорання вуглецю з деревного вугілля на колосниковій решітці залишається попел, який через отвори в колосниках просипається в зольник. У випадку проплавлення золи утворюється шлак [22].

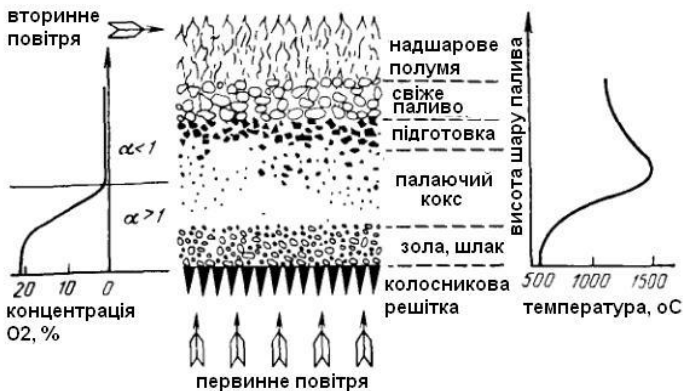


Рис. 4.3. Схема горіння шару кускового палива на нерухомій колосниковій решітці

Над шаром палива здійснюються продукти згорання. Якщо первинного повітря недостатньо для повного згорання палива і в продуктах згорання над шаром є продукти неповного горіння, то додатково в надшаровий простір подають вторинне повітря у вигляді струменів зі швидкістю 50-70 м/с.

На рис. 4.3 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 біля $1500^{\circ}C$ (рис. 4.3, 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 у 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 знаходитись в межах 1,4-1,6 (рис. 4.4), при цьому концентрація кисню в продуктах згорання становитиме 7,5 – 10 % об. та CO_2 близько 13 % об. [20].

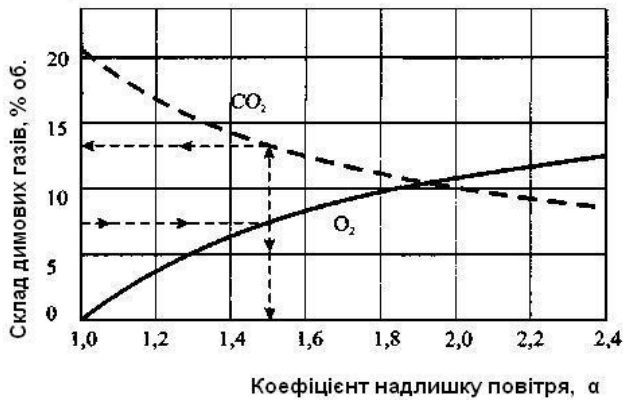


Рис. 4.4. Вміст кисню та вуглекислого газу у сухих продуктах згорання біомаси залежно від коефіцієнта надлишку повітря α

У топках з ручним обслуговуванням подачу повітря регулюють за зовнішніми ознаками процесу – колір полум'я у топці, вигляд диму на виході з димової труби, що потребує досвіду кочегара. У більш досконалих котлах система автоматизації підтримує співвідношення витрати палива та повітря згідно з режимною картою, а в сучасних автоматизованих котлах, включаючи побутові, є датчик концентрації кисню у продуктах згорання (в зарубіжній літературі 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 водогрійні для спалювання твердого та газоподібного палива типу КСТГ теплопродуктивністю до 100 кВт (рис. 4.5) мають охолоджувану водою

сорочку та вертикальний газотрубний пучок. Котел не потребує електричної енергії. Завантаження твердого палива здійснюється вручну. 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].

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 згорання 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 згорання та летких речовин через димову трубу. Це спричиняє забруднення атмосферного повітря та втрату хімічної енергії палива. Інколи продукти неповного згорання займаються на виході з димової труби, що призводить до пошкодження обладнання та створює пожежну небезпеку.

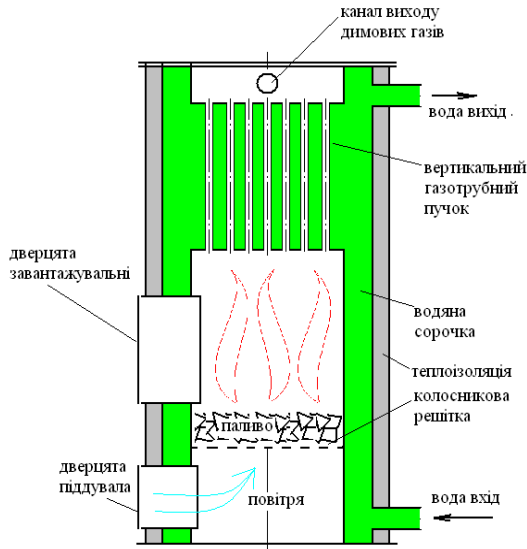


Рис. 4.5. Схема опалювального котла типу КСТГ

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 шурівання 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 у піролізних або газифікаційних котлах (рис. 4.6). Їх особливість полягає у поступовому спалюванні палива, завантаженого у бункер. З бункера паливо під дією сили тяжіння опускається на колосникову решітку. У шар палива згори вниз подається первинне повітря – реалізується супутній низхідний рух палива та первинного повітря. Безпосередньо на решітці знаходиться шар золи, над ним шар палаючого коксу, над шаром коксу – зона підготовки палива.

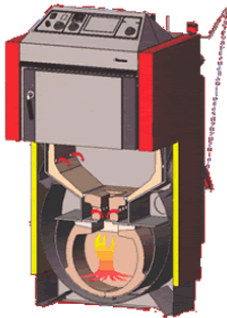


Рис. 4.6. Схема та загальний вигляд піролізних котлів

На першій стадії в нижній частині бункера при подачі первинного повітря відбувається термічна підготовка та піроліз палива, далі горіння та газифікація коксового залишку з утворенням високотемпературної суміші горючих газів.

На другій стадії у 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 знаходиться 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. 4.7) [25]. Реторта – це вид колосникової решітки, на якій згорає гірка кускового палива. По центру реторти є канал для подачі свіжого палива знизу під шар палаючого палива. Паливо виштовхується із вертикального каналу і 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 і розкладаються на більш прості речовини, які при реагуванні з повітрям повністю вигорають. При необхідності вторинне повітря подають струменями над шаром палаючого палива.

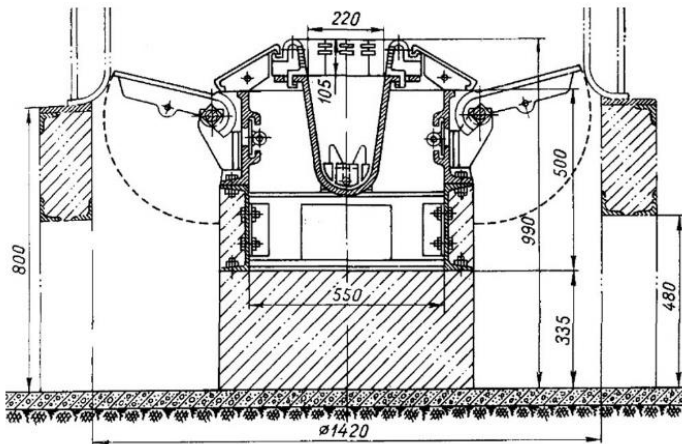


Рис. 4.7. Ретортний топковий пристрій з нижньою подачею палива

Ретортні топки були створені на початку 20 століття 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 води до 30-35 %). При спалюванні якісних деревних гранул з низьким вмістом тугоплавкої золи ретортні топки можуть тривалий час працювати в автоматичному режимі без втручання обслуговуючого персоналу. При спалюванні 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. В якості живильників палива у котлах потужністю до 500 кВт частіше застосовують шнеки, а в більш потужних котлах переважно застосовують плунжерні штовхачі.

4.2.2.4. Спалювання подрібненої біомаси у 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 шурування, 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. 4.8). Рухомі колосники здійснюють зворотно-поступальні рухи – при русі вліво паливо з рухомого колосника зсипається на нижній нерухомий, а при зворотньому русі зіштовхується з нерухомого колосника на наступний рухомий. Це забезпечує переміщення свіжого та палаючого палива і інтенсифікує горіння. Первинне повітря подають під колосникову решітку, звідки воно надходить у шар палива через проsvіти між колосниками та канали в них. Вторинне повітря подають струменями над шаром палива.

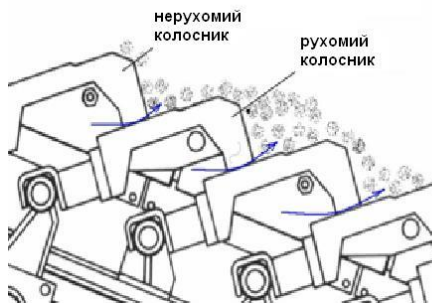


Рис. 4.8. Колосники похилої перештовхувальної решітки

Похилі перештовхувальні решітки встановлюють у водогрійних котлах потужністю від кількох кіловат до десятків мегават. Для спалювання деревних пелет або сухої деревної тріски з вмістом вологи до 35 % застосовують похилі перештовхувальні решітки, які встановлені у топки з охолоджуваними поверхнями нагріву, що забезпечує зменшення температури у топці та запобігає проплавленням золи.

Для спалювання вологої деревної тріски або подрібнених відходів лісопиляння з вмістом вологи до 55 % застосовують похилі перештовхувальні колосникові решітки встановлені у топку повністю або частково футеровані вогнетривкою цеглою, що зменшує відвід 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-газотрубні парові котли фірми Hurst, що випускаються тепловою потужністю від 1 до 34 МВт на тиск пари до 62 бар з температурою перегріву пари 440 °С (рис. 4.9) [26]. 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.

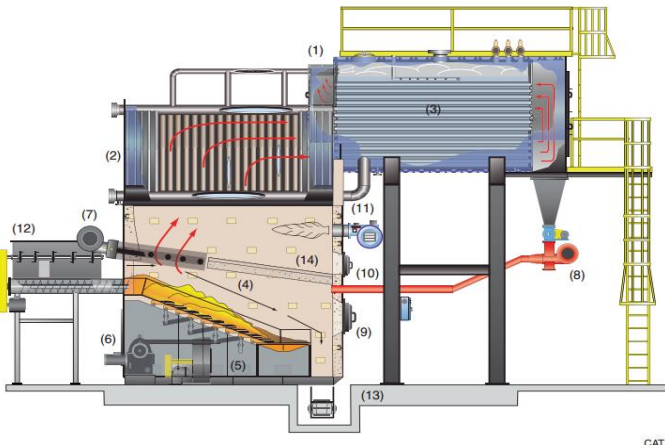


Рис. 4.9. Загальний вигляд гібридного водотрубно-газотрубного парового котла «Hurst RG» з похилою перештовхувальною решіткою для спалювання вологої деревної тріски та деревних відходів

1 – водотрубно/газотрубний блок, 2 – водотрубна секція, 3 – газотрубна секція, 4 – похила решітка з зворотньо-поступальним рухом колосників, 5 – вентилятор підRESHІТЧОГО (первинного) повітря, 6 – привід колосникової решітки, 7 – вентилятор надшарового (вторинного) повітря, 8 – вентилятор повернення винесених часток, 9, 10 – дверцята обслуговування топки, 11 – палиник допоміжного палива, 12 – витратний паливний бункер, 13 – конвеєр видалення золи, 14 – футерування топки.

Для спалювання лушпиння кави і рису, шкаралупи горіхів, відходів тютюну і 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 при спалюванні бувшої у вжитку деревини та палива з твердих побутових відходів. Парові котли водотрубно-газотрубно-парового типу з похилими перештовхувальними решітками з охолоджуваними колосниками потужністю від 1 до 65 МВт виробляє фірма «Vyncke» (рис. 4.10) [27].

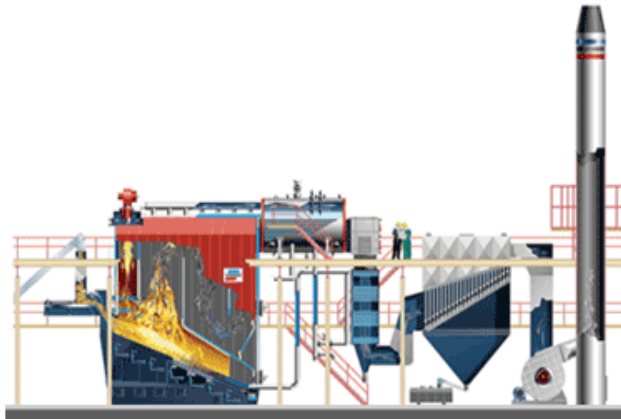


Рис. 4.10. Загальний вигляд гібридного водотрубно-газотрубно-парового котла «Vyncke», оснащеного похилою перештовхувальною решіткою з охолоджуваними колосниками

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 у 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 часток. Частки палива або палива та інертного матеріалу (кварцовий пісок) знаходяться на колосниковій решітці, через яку вводиться дуттьове повітря (рис. 4.11). Зі збільшенням швидкості дуттьового повітря динамічний напір може стати рівним силі тяжіння частки палива, частки палива починають

витати. Умова витання частки палива полягає у рівності підйомної сили, що діє на частку, та сили тяжіння. У киплячому шарі швидкість газів більша швидкості витання часток, а над шаром швидкість газів значно менша від швидкості витання, тобто менше швидкості, при якій частки палива є завислими у потоці та можуть ним виноситися. При «кипінні» шару основна кількість часток палива підіймається над решіткою та здійснює зворотно-поступальні рухи «вгору і вниз». При переході у киплячий стан об'єм шару палива збільшується в 1,5-2 рази, але шар має чітку верхню границю [21].

Відносна швидкість часток палива та дуттьового повітря у киплячому шарі є значною, що створює умови для швидкісного горіння палива. В 1 м^3 киплячого шару знаходиться 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 внесених пиловидних часток палива вторинне повітря у кількості 30-40 % подається у простір над киплячим шаром (рис. 4.11) [21]. У топці з киплячим шаром палива встановлені охолоджувачі водою поверхні нагріву, що включені у схему її циркуляції у котлі. Це дозволяє підтримувати безшлакувальний режим роботи з рівномірною температурою 900-1000 °С по висоті шару палива. Видалення золи здійснюється у твердому стані [21].

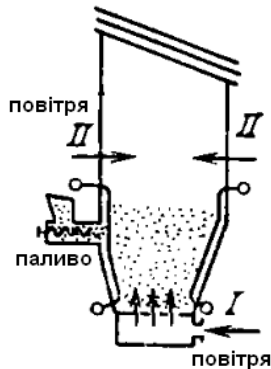


Рис. 4.11. Схема топки з киплячим шаром

Завдяки відносно високій температурі шару, високій швидкості повітря, та розвиненій поверхні часток палива спалювання здійснюється з високою інтенсивністю, що характеризується тепловим напруженням дзеркала горіння $q_R=4,7-7 \text{ МВт/м}^2$ 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 циркулюючим киплячим шаром. Найбільш відомі топки з бульбашковим киплячим шаром, їх застосовують для спалювання низькокалорійних палив – торфу, вологої біомаси, кори, шламів, каналізаційного мулу. Для формування киплячого шару в топку також подають інертний матеріал – дрібний кварцовий пісок. Наявність у шарі нагрітого піску забезпечує швидкий нагрів часток 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. На рис. 4.12 показано поздовжній переріз водотрубного парового котла Babcock&Wilcox, оснащеного топкою з бульбашковим киплячим шаром, а у таблиці 4.8 наведено характеристики котлів за паропродуктивністю та параметрами пари [28].

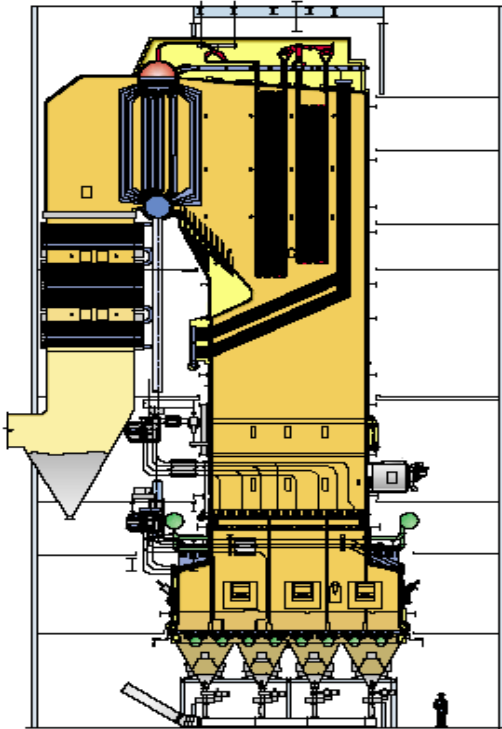


Рис. 4.12. Поздовжній переріз парового котла Babcock&Wilcox, оснащеного топкою з бульбашковим киплячим шаром

Таблиця 4.8 Діапазон продуктивності та параметрів пари котлів Babcock&Wilcox з бульбашковим киплячим шаром

Паропродуктивність котлів, т/год	Тиск пари, бар	Температура перегрітої пари, °С
Промислові котли		
9 ... 27	10 .. 69	400
27 ... 68	10 ... 110	482
68 ... 136	69 ... 124	538
Енергетичні котли		
100 ... 450	180	538

Топки з циркулюючим киплячим шаром застосовують для спалювання низькокалорійних палив – низькокалорійного вугілля, біомаси і відходів, кори, шламу, використаної підстилки з пташиним послідом. Характерною особливістю топок з циркулюючим киплячим шаром є те, що увесь топковий простір заповнений рухомою аеросумішшю палива та інертного матеріалу. На виході з топки встановлено циклонний сепаратор часток, у якому відділяються газоподібні продукти згорання, а частки золи, інертного матеріалу та незгорілого палива повертаються у нижню частину топки.

На рис. 4.13 наведена схема парового котла Foster-Wheeler зі спалюванням палива у циркулюючому киплячому шарі [29].

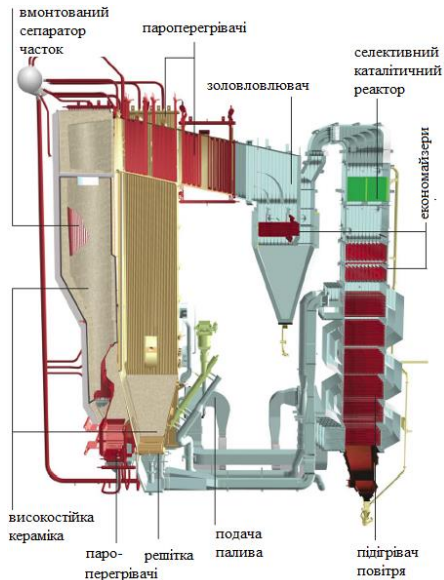


Рис. 4.13. Схема парового котла Foster-Wheeler зі спалюванням біомаси в циркулюючому киплячому шарі

Як видно зі схеми котла, топка та циклонний сепаратор часток мають вмонтовані поверхні нагріву. Після циклона димові гази проходять через похилий газохід, у якому розташовані поверхні нагріву пароперегрівача, а далі димові гази проходять через циклон для уловлення винесеної золи і направляються в селективний каталітичний реактор для відновлення оксидів азоту аміаком або сечовиною до молекулярного азоту. Селективний каталітичний реактор є необхідним 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 циркулюючим киплячим шаром паропродуктивністю 100-500 т/год застосовуються на електричних станціях електричною потужністю від 30 до 150 МВт_е. Найбільш відомий виробник таких парових котлів підприємство Foster-Wheeler. Понад 40 років у світі експлуатується більше 210 таких котельних установок в 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 1,2м x 1,3м x 2,5м із 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 і 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. 4.14) [30].

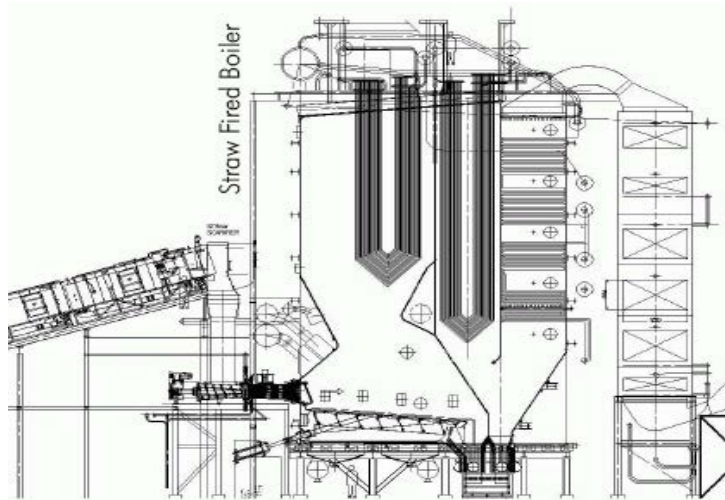


Рис. 4.14. Поздовжній переріз парового котла Burmister & Wain для спалювання тюкованої соломи на вібруючій колосниковій решітці

Тюки соломи подають зі складу по похилому конвеєру до завантажувального вузла, де розрізаються зв'язувальні шпагати, тюк розпускається і солом'яну різку за допомогою шнеків завантажують на похилу вібруючу колосникову решітку. Під дією первинного повітря починається горіння соломи і утворені продукти неповного горіння догорають в надшаровому топковому просторі завдяки подачі 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 вигорає на колосниковій решітці і, 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 у 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 згорання. У другому опускному газоході встановлений ширмовий пароперегрівач проміжного перегріву пари і здійснюється променевий теплообмін з продуктами згорання. За твердженням розробника котла, на ширмових поверхнях нагріву може відкладатися шлак, але шлакова плівка захищає пароперегрівач від високотемпературної корозії. З часом плівка шлаку стає рихлою і опадає,

обдувні пристрої для очистки ширм не застосовують. Застосування ширмових поверхонь нагріву завдяки променевому теплообміну дозволяє охолодити продукти згорання до температури нижче температури розм'якшення золи, і уникнути можливого її налипання на конвективних поверхнях нагріву. Конвективні поверхні нагріву встановлені у третьому висхідному та четвертому низхідному газоходах. Температура відхідних димових газів після котла становить 120-130 °С. У складі електростанції після котла встановлюють електростатичний фільтр та, при необхідності, установку селективної каталітичної очистки газів від оксидів азоту [30].

Коефіцієнт корисної дії таких котлів досягає 92,5 % від нижчої теплоти згорання палива. При спалюванні соломи регулювання паропродуктивності може здійснюватися у межах від 40 до 100 %. Допоміжним та пусковим паливом може бути рідке паливо або природний газ. Динамічні характеристики котла дозволяють змінювати навантаження із швидкістю 3 %/хв. при спалюванні соломи, а при застосуванні допоміжного палива 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 коефіцієнту корисної дії. Із застосуванням котлів цього типу будують енергоблоки електричною потужністю 12, 18, 30, 40 МВт_е. Відомо, що до 2012 р. у 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 з відстані до 30 км [30].

На сучасному етапі спалювання тюкованої соломи для нагріву води у системах опалення базується на застосуванні водогрійних котлів для нагріву води з тиском вище атмосферного та водогрійних теплогенераторів, у яких нагрівають воду, що знаходиться 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 безперервна подача в топку. У котлах з безперервним спалюванням здійснюють нагрів води під тиском до температури 95...115 °С, їх, як правило, оснащують системами уловлення золи – циклонами або мультициклонами.

У водогрійних котлах малої потужності здійснюють спалювання цілих малих тюків з їх періодичною подачею. У теплогенераторах здійснюють періодичне спалювання цілих великих тюків соломи. Котли та теплогенератори з періодичним спалюванням тюків зазвичай не оснащують системами очистки димових газів, тому вони характеризуються значними викидами забруднюючих речовин.

Сигарне спалювання великих тюків соломи здійснюють у топках водогрійних котлів потужністю від 8 до 15 МВт (рис. 4.15) [31].

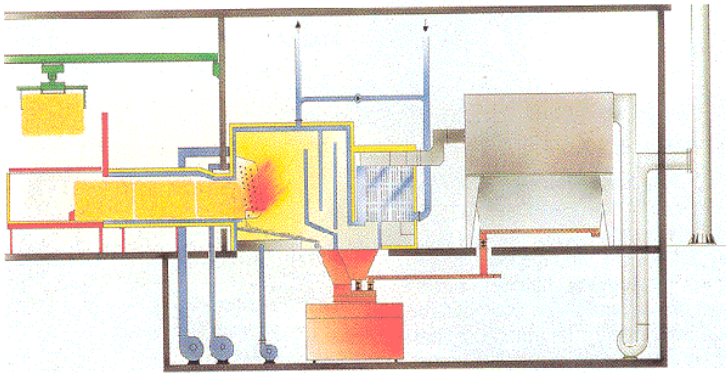


Рис. 4.15. Схема водогрійного котла з сигарним спалюванням великих тюків соломи фірми Lin-ka

Цілі великі тюки соломи системою завантаження встановлюються на завантажувальний конвеєр і при відкриванні шибера досилаються у витратну камеру, звідки поступово проштовхуються до топки. На вході топки є фурменний пояс за допомогою якого ріжучі 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 догорає завдяки підрешітчному дуттю. Топка та вертикальні вихідні газоходи мають екранні поверхні нагріву. Завдяки променевому теплообміну продукти згорання охолоджуються до температур нижче температури розм'якшення золи і надходять до конвективних поверхонь нагріву. Після котла продукти згорання очищаються від твердих часток в золоуловлювачі і 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. 4.16 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 згорає під дією струменів повітря. У топковому об'ємі відбувається догорання летких речовин і продукти згорання 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].

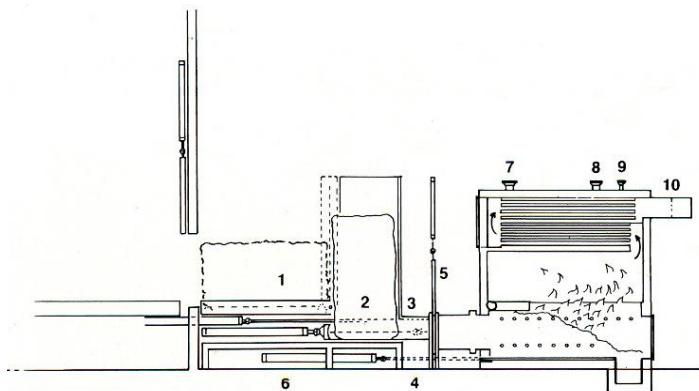


Рис. 4.16. Схема газотрубного водогрійного котла Lin-ka зі спалювання тюків, розділених на частини

Котли із спалюванням тюка соломи, розділеного на частини, виробляють підприємства у Білорусі та Чехії. Два подібні котли експлуатуються в Україні у 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 згоранням.

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, летких органічних сполук менше 6 мг/м³, твердих часток 37 – 40 мг/м³ при референтній концентрації кисню в продуктах згорання 10 % [31]. Відомі конструкції котельних установок, в яких транспортування січки здійснюється шнеками; встановлюються проміжні бункери солом'яної січки з рухомим дном.

4.2.2.7. Періодичне спалювання цілих тюків соломи у топках водогрійних котлів та 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 подачею первинного повітря через відхилені дверцята зольника під колосникову решітку. Вторинне повітря надходить через вікритий лючок на дверцятах. Горіння соломи характеризується значною димністю.

Більш складну конструкцію мають котли з періодичним спалюванням цілих середніх тюків соломи. Котли оснащують дуттєвим вентилятором та керованою подачею вторинного повітря (рис. 4.17) [32]. У початковий період подається лише первинне повітря, а потім відкривається заслінка, через яку вторинне повітря у вигляді струменя спрямовується на палаючий тюк, що забезпечує горіння з меншою димністю. Продукти згорання частково охолоджуються у топці, а потім у пучку димогарних труб. Коефіцієнт корисної дії таких котлів від 70 до 85 %. Котли такої конструкції виробляються рядом фірм, зокрема «M & K Products (Bromsgrove) Ltd.» (Великобританія) виробляє котли потужністю 26-665 кВт [32].

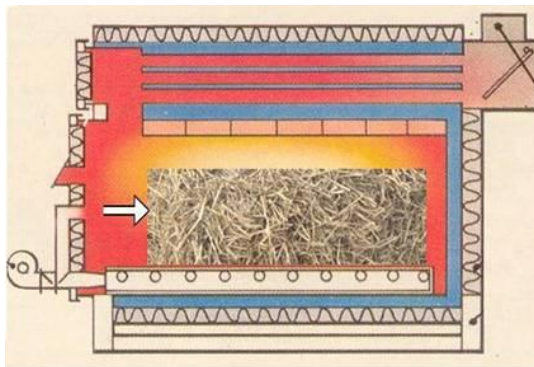


Рис. 4.17. Схема котла Farm2000 для спалювання цілих середніх тюків соломи

Котел аналогічної конструкції потужністю 70 кВт фірми «Passat Energy» (Данія) експлуатується в Україні на молочній фермі біля с. Паляничинці Київської області, де в ньому спалюють не тільки тюки соломи, але і дрова та цілі колоди не розколюючи на частини.

Значного поширення набули теплогенератори для спалювання цілих тюків соломи – рулонних діаметром від 1,2 м до 2 м або великих прямокутних розміром 1,2х1,3 довжиною до 3 м. Подачу таких тюків у топку здійснюють тракторним навантажувачем.

Циліндрична або прямокутна топка теплогенератора утворена водяною сорочкою (рис. 4.18), її верх та завантажувальні двері футеровані вогнетривким матеріалом. На виході з топки розташований пучок димогарних труб. Подачу повітря здійснюють одним або кількома

вентиляторами. Горіння соломи відбувається у місці удару струменя повітря у тюк соломи. Зміною напрямку струменя здійснюють поступове випалювання тюка зверху вниз. Для зміни напрямку струменя повітря у 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.

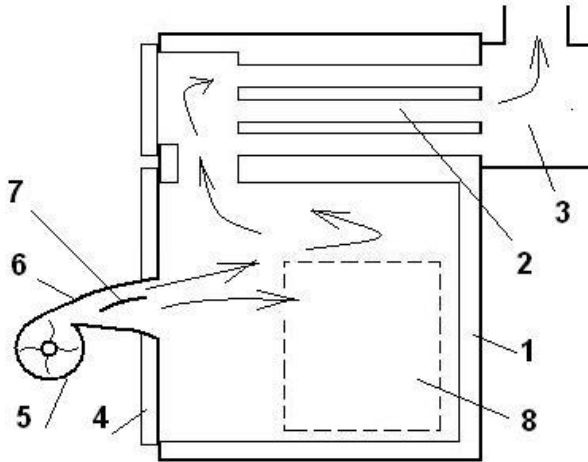


Рис. 4.18. Схема спалювання великих тюків соломи в теплогенераторах:

1 – топка, 2 – газотрубний пучок, 3 – канал відводу димових газів, 4 – завантажувальні двері, 5 – вентилятор дуттьовий, 6 – сопло, 7 – відхиляюча лопатка, 8 – тюк соломи

Над теплогенератором може встановлюватися бак-акумулятор і розширювальний бак. Приймають, що водяний об'єм котла та акумулятора повинен бути достатнім для поглинання енергії, що виділяється при згоранні всієї завантаженої соломи. Особливість теплогенераторів у тому, що їх великий водяний об'єм знаходиться при атмосферному тиску. 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 в електроенергію. Витрати на дооснащення наявних електростанцій під спалювання біомаси значно нижчі, ніж будівництво нових. Використання біомаси зменшує викиди як традиційних забруднюючих речовин (SO_x, NO_x), так і викиди парникових газів (CO₂, CH₄). Спільне спалювання вугілля та біомаси є поширеним у ряді розвинених країн Європи та США. Наприклад, у ФРН є 27 електростанцій зі спільним спалюванням біомаси та вугілля, у Фінляндії – 18, в Швеції – 15, в 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 удосконалення процесів прямого спалювання біомаси

Проведення подальших досліджень горіння твердих біопалив зумовлене необхідністю більш широкого 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 часток, 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 ряду розвинених країн взагалі забороняють спалювати біопалива в опалювальних котлах або вводять таку заборону при несприятливих погодних умовах. У містах України, навіть у Києві, у зимовий період спостерігається утворення фотохімічного смогу, спричиненого викидами транспортних засобів та котелень, що спалюють тверді біопалива.

Відомо, що при горінні частки палива відбувається ряд етапів: підсушування, виділення летких речовин та утворення коксозольного залишку, горіння летких речовин, вигорання вуглецю з частки коксозольного залишку.

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 із димової труби. Порушення горіння летких речовин спричиняє відкладення смол на поверхнях нагріву, значні викиди забруднюючих речовин у атмосферне повітря, зниження енергетичної ефективності котельної установки.

Поведінку твердих біопалив при виділенні летких речовин прийнято досліджувати термогравіметричним методом, при цьому наважку до 100 мг біопалива, подрібненого на дрібні частки, нагрівають в інертній атмосфері із швидкістю 20 °C за хвилину і 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 часток біомаси або гранул відбувається їх швидкий нагрів – набагато швидший ніж при термогравіметричних дослідженнях: в термогравиметрі нагрів частки від початкової температури до 1000 °C з швидкістю 20 °C/хв триває до 50 хвилин, а у топці гранула повністю згорає протягом максимум 5-10 хв. В роботах [40, 41] експериментальним та розрахунковим методами досліджено тривалість періоду виходу летких речовин при горінні сухих і вологих часток деревини і 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 подачі у попередньо нагріту до 700 °C муфельну піч при вільному доступі повітря. Експериментально встановлено, що при швидкому нагріванні вологих часток процеси випаровування вологи палива та термолізу біомаси відбуваються одночасно.

З наведеного вище слідує, що при термолізі з палива виходить суміш горючих газів летких речовин, розведена водяною парою випаруваної вологи палива та водяної пари, утвореної при термолізі біомаси. При змішуванні 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 у 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 у 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 газів $r_n^{r,lel} = \sum_{i=1}^n r_i^{r,lel}$.

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 у 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 $r_{O_2}^{min,m} = 12\%$ об.

В роботі [44], опираючись 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. 4.19 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 у зоні горіння летких речовин α_n у широкому діапазоні. Поле графіка ділиться лінією $\alpha_n=1$ на дві області: сумішей збагачених горючими компонентами $\alpha_n < 1$ (справа вгору) та сумішей збіднених горючими компонентами $\alpha_n > 1$ (зліва вниз).

Лінія, що відповідає концентрації кисню у 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).

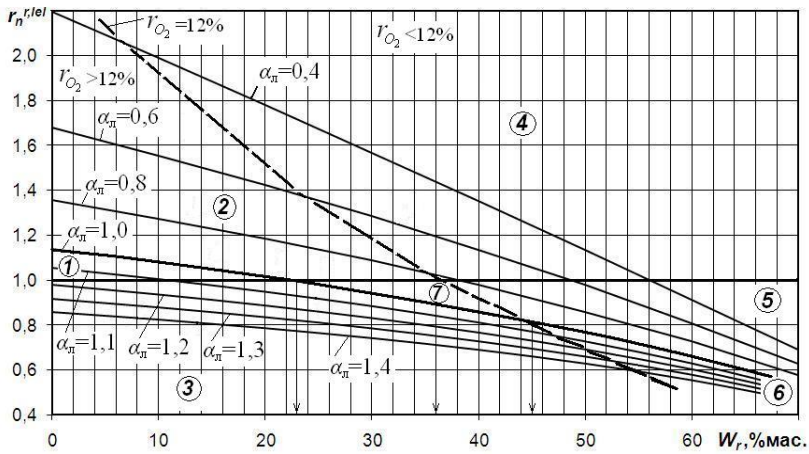


Рисунок 4.19. Відносна нижня вибухова концентрація горючих газів у суміші летких з повітрям $r_n^{r,lel}$ залежно від вологості палива W_r при коефіцієнтах надлишку повітря у суміші з леткими α_n .

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, в межах яких вказані величини мають однорідний характер. На рисунку 4.19 у кружках цифрами від 1 до 7 позначені зони з однорідними властивостями сумішей.

Зона 1 – Суміші летких речовин та повітря з стехіометричним співвідношенням або з незначним надлишком повітря $1 < \alpha_n < 1,2$ 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 $\alpha_n \leq 1$, характеризуються високою концентрацією кисню $r_{O_2} > 12,0$ % об., високим значенням відносної нижньої вибухової концентрації

горючих компонентів $r_n^{r, \text{lel}} > 1$. Суміші зони 2 здатні до вимушеного запалювання.

Зона 3 – Суміші летких речовин з повітрям збіднені горючими компонентами $\alpha_{\text{л}} > 1 \dots 1,2$; характеризуються високою концентрацією кисню $r_{\text{O}_2} > 12,0$ % об., але низьким значенням відносної нижньої вибухової концентрації горючих компонентів $r_n^{r, \text{lel}} < 1$. З огляду на останню обставину можна вважати, що суміші зони 3 не здатні до вимушеного запалювання через надмірне розведення повітрям, а при високому вмісті води в паливі додається розведення водяною парою, утвореною при випаровуванні води палива.

Зона 4 – Суміші летких речовин з повітрям багаті горючими компонентами $\alpha_{\text{л}} \leq 1$, характеризуються високим значенням відносної нижньої вибухової концентрації горючих компонентів $r_n^{r, \text{lel}} > 1$, але мають низький вміст кисню $r_{\text{O}_2} < 12,0$ % об. і через це не здатні до вимушеного запалювання.

Зона 5 – Суміші летких речовин з повітрям відносно багаті горючими компонентами $\alpha_{\text{л}} \leq 1$, характеризуються низьким значенням відносної нижньої вибухової концентрації горючих компонентів $r_n^{r, \text{lel}} < 1$, та низьким вмістом кисню $r_{\text{O}_2} < 12,0$ % 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 води палива.

Зона 6 – Суміші летких речовин з повітрям збіднені горючими компонентами $\alpha_{\text{л}} > 1$, 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 із води палива.

Зона 7 – Суміші компонентів летких речовин з повітрям відносно багаті горючими компонентами $\alpha_{\text{л}} < 1$, 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 речовин біомаси з повітрям сформульовані наступні практичні рекомендації:

- при вмісті води 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;
- при вмісті води в біомасі до $W_r < 36$ % суміші летких речовин з повітрям здатні до вимушеного запалювання при подачі первинного повітря в обсязі, що забезпечує $\alpha_{n1} = 0,8$, а після запалювання можна подавати вторинне повітря до забезпечення експлуатаційного загального надлишку повітря;
- при вмісті води 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;
- при вмісті води 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;
- при вмісті води в біомасі $45\% < W_r < 55\%$ для забезпечення реагування суміші летких речовин 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;
- біопалива із вмістом води $W_r > 55\%$ перед використанням доцільно витримувати для природного сушіння. При необхідності спалювання таких палив для забезпечення згорання летких речовин доцільним може бути підігрів дуттьового повітря, обмеження його подачі до значень $1,1 < \alpha_n < 1,2$ а також забезпечення адіабатних умов реагування у футерованій топковій камері.

4.3. Термохімічна конверсія біомаси

Термохімічна конверсія твердої біомаси поділяється на два види: піроліз та газифікацію. Рідкі біоорганічні відходи переробляють за технологією гідротермальної карбонізації.

Піроліз деревини є найбільш відомим видом конверсії для виробництва деревного вугілля. Наші предки понад 1000 років тому навчилися випалювати деревне вугілля в ямах та купах при обмеженому доступі повітря. На даний час цей екологічно шкідливий спосіб в цивілізованих країнах не застосовується. На зміну йому прийшли інші, більш досконалі, способи піролізу, серед яких: сухий піроліз, окиснювальний піроліз, комбінований піроліз, швидкий піроліз.

4.3.1. Сухий піроліз

Сухий піроліз відбувається у герметично закритих реакторах без доступу повітря при зовнішньому нагріванні. У залежності від виду біомаси

продуктами піролізу є деревне або рослинне вугілля, піролізний газ. При температурі піролізу понад 400 °С піролізний газ є горючим і більша його частина використовується для нагрівання реторти, а решта спалюється на факелі. Як відомо, в абсолютно сухій твердій біомасі вміст вуглецю становить біля 50 %. У залежності від температури піролізу вміст вуглецю в деревному вугіллі підвищується до 90 % [45].

Найчастіше сухий піроліз проводять за температури 450 – 600 °С. При цьому вихід деревного вугілля становить біля 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. Більшість піролізних установок є періодичної дії і лише великі промислові установки безперервної дії. 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 в 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, в той час 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. Торрефікація

Торрефікація біомаси – це сухий піроліз, який відбувається за температури 300 ± 20 °С. У процесі торрефікації із біомаси випаровується волога та леткі речовини. Торрефікація розглядається як спосіб покращення споживчих характеристик палива із біомаси [46]. Так, якщо енергетична цінність деревних гранул становить в середньому 18 МДж/кг, то у торрефікованих гранул 20...22 МДж/кг. Торрефіковані гранули набувають

властивості гідрофобності, тобто не поглинають вологу. Маса сировини при торрефікації зменшується на 20 – 30 %. У процесі торрефікації відбувається не тільки випаровування води, але і часткова термічна деструкція біомаси. Так за температури 160 – 350 °C виділяється CO₂, а при температурі понад 300 °C – утворюється CO.

Торрефікація може легко перейти у стадію утворення деревного вугілля, якщо буде перевищений час перебування сировини у гарячій зоні. Після 320 – 340 °C починаються процеси екзотермічного розпаду деревини. Теплоту виділяє сама деревина, її температура продовжує зростати незалежно від регулювання зовні. Тому управління торрефікацією вимагає тонкого регулювання температури і своєчасного виходу біомаси із гарячої зони.

Для проведення торрефікації розроблені експериментальні установки різної конструкції. Відомі лише поодинокі приклади промислових установок в Європі, США, Канаді, Росії. Тому на даний час, торрефікація знаходиться 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. 4.20 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 і розпалюється тим чи іншим способом, наприклад, розпеченим біовугіллям [47].

Під колосникову решітку подається обмежена кількість повітря. Утворюється рухома зона горіння летких речовин, яка рухається назустріч повітрю. Кисень повітря у цій зоні повністю витрачається на окиснення летких речовин. За зоною горіння залишається шар розпеченого біовугілля. При досягненні зоною горіння колосникової решітки процес перетворення біопалива в біовугілля завершується і подача повітря зупиняється. Реактор охолоджується, біовугілля вивантажується і процес періодично повторюється.

У зоні горіння окиснюється лише частина летких речовин біопалива, а інша частина виходить з реактора у вигляді горючого газу і охолоджується. Горючий газ окиснювального піролізу у 2 рази менш калорійний, ніж газ сухого піролізу, тому що він приблизно на 50 % складається із азоту повітря. Цей низькокалорійний газ можна спалювати лише у спеціальних пальниках, або змішувати з природним газом. Після додаткової очистки від смоли газ можна використовувати у двигунах внутрішнього згоряння когенераційних установок.

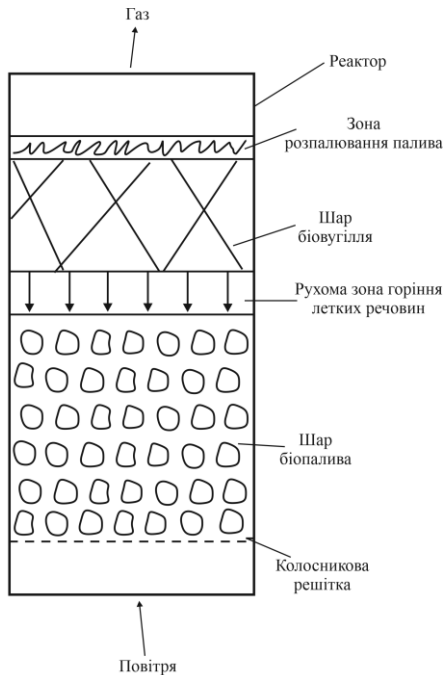


Рис. 4.20. Принципова схема окиснювального піролізу

У залежності від кількості повітря, яке подається в реактор, і вмісту в ньому кисню, температура окиснювального піролізу може підтримуватися у межах 400 – 1000 °С, вихід біовугілля практично такий же, 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 у промисловому масштабі була реалізована для виробництва буровугільного коксу в кінці 2000-х років [48]. В Україні наукові розробки за технологією окиснювального піролізу виконуються в Інституті газу НАНУ, Інституті відновлюваної енергетики НАНУ, Національній металургійній академії. Побудовано ряд дослідно-експериментальних установок. З метою підвищення продуктивності процесу в Інституті відновлюваної енергетики НАНУ розроблена і запатентована технологія безперервного окиснювального піролізу [49].

За технологією окиснювального піролізу можна виробляти активоване вугілля з вологої біомаси в одну стадію [50]. Активація утвореного біовугілля з вологого біопалива відбувається парогазовою сумішшю, що складається з водяної пари, вуглекислого газу та інших компонентів, при проходженні її через шар розпеченого до температури 800 – 1000 °C біовугілля. Активоване вугілля за своїми сорбційними характеристиками відповідає промислового активованому вугіллю марки ДАК за ГОСТ 6217. Доступною сировиною для виробництва активованого вугілля може бути подрібнена верба енергетична вологістю до 45 %.

За рекомендаціями організації «Міжнародна ініціатива» активоване біовугілля з питомою площею поверхні понад 150 м²/г доцільно вносити в ґрунт з метою покращення його структури та підвищення урожайності сільськогосподарських культур. Таке вугілля отримало назву biochar.

Історично відомо, що понад 1000 років тому, древні племена, що заселялися в басейні р. Амазонка, випалювали деревне вугілля і вносили його в ґрунт. Ці землі, що отримали назву Terra Preta (чорна земля), зберігають свою родючість і на даний час, адже активоване вугілля зберігається в ґрунті і не розкладається. Наразі, в усьому світі набувають поширення 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 CO₂-нейтральною сировиною і в процесі свого росту поглинає з атмосфери вуглекислий газ, то при внесенні у ґрунт біовугілля цей газ в атмосферу вже не повертається. Тобто, шляхом захоронення 1 кг біовугілля з атмосфери вилучається і депонується в ґрунті 3,0 – 3,2 кг CO₂. Це найбільш простий, ефективний і контрольований захід декарбонізації довкілля.

4.3.4. Комбінований піроліз

Спосіб комбінованого піролізу включає сухий піроліз палива без доступу повітря в окремій вертикальній реторті з зовнішнім нагріванням та окиснювальний піроліз з обмеженим доступом повітря з внутрішнім нагріванням [51]. Спосіб реалізується в одному апараті, що складається з реактора та реторти, причому реторта розміщена коаксіально в реакторі і утворює з ним щільний канал (рис. 4.21). Нагрівання реторти відбувається за рахунок теплоти, що виділяється при окиснювальному піролізі палива у щільному 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.

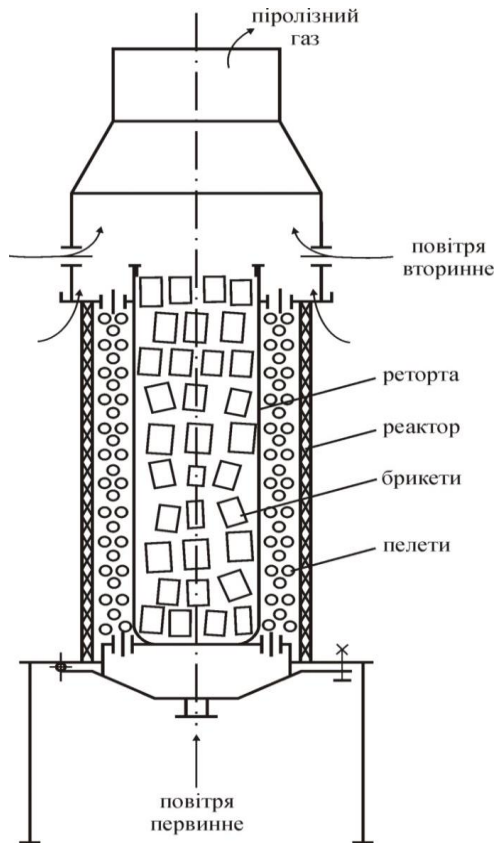


Рис. 4.21. Установка комбінованого піролізу

4.3.5. Швидкий піроліз

Метою швидкого піролізу є виробництво рідкого палива із біомаси (біонафти). Процес швидкого піролізу включає сушку сировини до вологості 10 %, подрібнення до фракції розміром приблизно 2 мм, швидке нагрівання (300 – 600 °C на хвилину) без доступу повітря, малий час перебування (біля 2 сек), 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 % від теплоти згоряння природної нафти. У процесі піролізу утворюється невелика кількість вугілля і неконденсованих газів.

Біонафта може бути використана в якості котельного палива, її енергетична цінність значно більша, ніж вихідної біомаси, що робить біонафту економічно більш ефективною для транспортування [52].

На рис. 4.22 наведена технологічна схема установки швидкого піролізу у киплячому шарі.

Серед усіх видів піролізу технологія швидкого піролізу більш складна і на даний час знаходиться на стадії промислового впровадження у Канаді, Фінляндії та інших країнах.

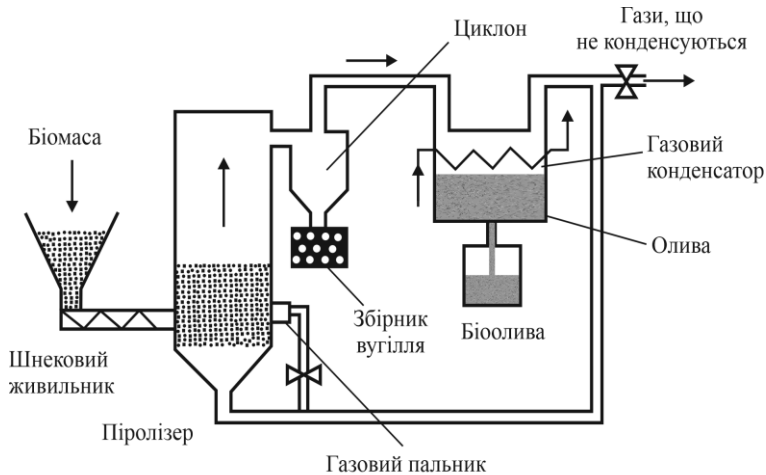


Рис. 4.22. Схема установки швидкого піролізу

4.3.6. Газифікація біомаси

Газифікацією називається процес перетворення органічного палива в горючі гази, який відбувається під дією вільного або зв'язаного у вигляді H_2O або CO_2 кисню за високих температур [53]. На сьогодні основні способи газифікації твердого палива і типи газогенераторів можна класифікувати в залежності від розміру, стану часток палива та конструктивних особливостей реакційної зони (рис. 4.23).

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 у хімічному з'єднанні вуглецю і водню палива з окиснювачем (киснем). Відмінність лише у 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.

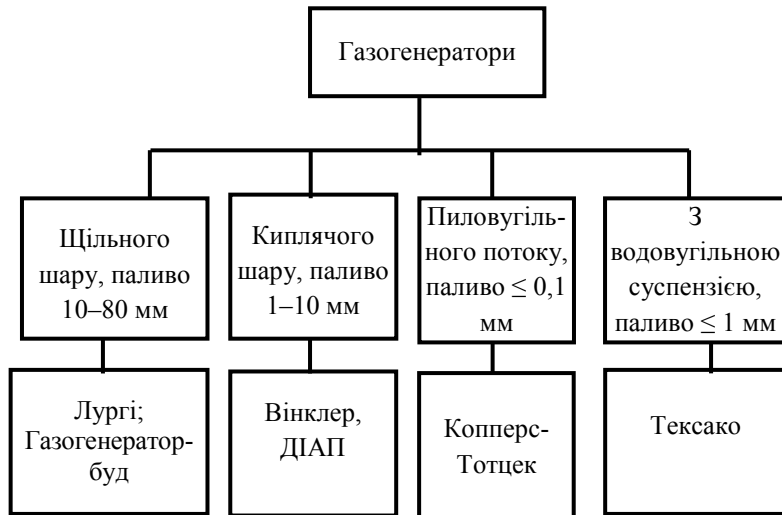


Рис. 4.23. Класифікація газогенераторів

Газоподібне паливо (генераторний газ) має ряд суттєвих переваг у порівнянні з твердим паливом:

- газ згоряє без диму і кіптяви. Коефіцієнт використання тепла згоряння газу вищий, ніж твердих видів палива, навіть тих, які згоряють у пиловидному стані;

- при спалюванні газу просто регулювати температуру та подачу тепла;

- можна створювати довгий факел полум'я, який охоплює предмет що нагрівається, а також концентрувати горіння у короткому факелі;

- спалювання газу відбувається майже з теоретичною кількістю повітря, а газ можна змішувати з повітрям до спалювання, завдяки чому збільшується швидкість згоряння, шляхом попереднього підігріву повітря температура згоряння може бути збільшена;

- газ вільний від всіх природних недоліків твердого палива – золи, вологи і інших домішок.

Генераторний газ можна транспортувати трубопроводами, у тому числі в суміші з природним газом [54].

Генераторний газ у залежності від призначення поділяється на такі види:

- котельний, призначений для спалювання у пальниках котельних;

- технологічний, призначений для синтезу рідких біопалив;

- моторний (силовий), призначений для спалювання у двигунах внутрішнього згоряння або газових турбінах.

У залежності від способу газифікації та параметрів процесу калорійність генераторного газу перебуває у межах 4,2–21 МДж/м³ [55, 56]. Головна перевага термохімічної газифікації палива перед прямим спалюванням полягає у можливості використання більш економічних термодинамічних циклів.

Газифікація біопалива відбувається в основному у газогенераторах з щільним шаром палива, які, в залежності від напрямку потоків палива, повітря, що надходить, та газу, що відходить, можна поділити на прямий, обернений, двозонний та горизонтальний (рис. 4.24) [57, 58].

У газогенераторах відбуваються пов'язані між собою процеси сушіння і пірогенетичного розпаду біопалива з утворенням біовугілля, взаємодії газів дуття з вуглецем біовугілля, а також взаємодія утворених під час газифікації газів між собою і вуглецем палива. У цілому процес газифікації біопалива становить складну сукупність окиснювально-відновлювальних хімічних реакцій, склад яких визначається головним чином видом дуття, температурою і тиском процесу.

При газифікації за прямим процесом, який має найбільше розповсюдження, повітря підводиться в нижню частину газогенератора. Газовий потік при цьому рухається через шар палива знизу вгору (рис. 4.24, 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 [56]:

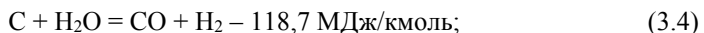


Під дією теплоти, яка виділяється в зоні згоряння, нагрівається і розпикається паливо в зоні відновлення.

Проходячи через розпечений кокс, вуглекислий газ реагує з новими порціями вуглецю згідно з ендотермічною реакцією, що відома як реакція Будуара:



У відновлювальній зоні також відбуваються ендотермічні реакції розпаду водяної пари на розпеченому коксі (реакції водяного газу):



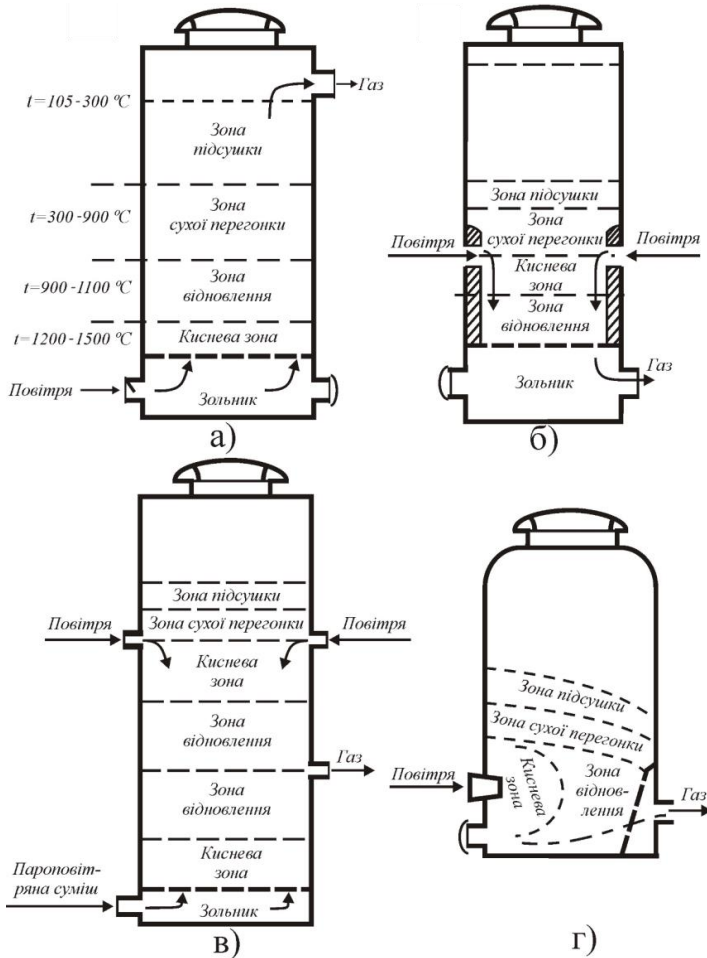
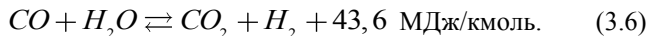


Рис. 4.24. Схеми газогенераторів щільного шару палива:
а) прямого процесу; б) оберненого процесу; в) двонного процесу;
г) горизонтального процесу

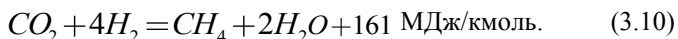
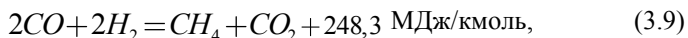
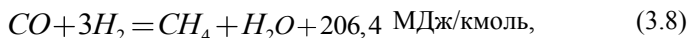
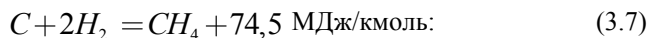
Водяна пара, яка реагує з коксом, може бути отримана внаслідок термічного розпаду клітковини палива (так звана пірогенна або хімічна вода) і за рахунок гігроскопічної вологи палива.

При прямому процесі газифікації в реакції водяного газу приймає участь головним чином, пірогенна вода, а гігроскопічна вода випаровується в бункері до моменту згоряння палива. Зони згоряння і відновлення утворюють так звану активну зону (зону газифікації), в якій відбуваються основні реакції газогенераторного процесу.

Таким чином, при взаємодії окиснювачів з вуглецем утворена 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:



При підвищеному тиску процесу реакції утворення метану протікають швидше:



Над активною зоною розміщуються зони сухої перегонки палива і підсушки. 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 сушки 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 % від теплоти згоряння деревини, а кількість газів і пари із зони сухої перегонки становить до 30 % від газів активної зони [56].

При відборі 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 у 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. У газогенераторі оберненого процесу (рис. 4.24, б) повітря подається у 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 порівняно з газогенератором прямого процесу, а зони сушіння і сухої перегонки залишаються на попередньому місці. Тому продукти сухої перегонки палива мають пройти через активну зону перед виходом із газогенератора. При проходженні через активну зону частина продуктів сухої перегонки згоряє, інша частина крекінгується, а частина водяної пари розкладається за реакціями водяного газу. У реакціях водяного газу приймає 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 [57], кількість пірогенної води, яка 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 і 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. У таблиці 4.9 наведено порівняльні дані щодо складу генераторного газу, одержаного у прямому і оберненому процесах газифікації деревини [58, 59, 60].

Таблиця 4.9. 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 (рис. 4.24, в) повітря підводиться через фурму, розміщену в нижній частині газогенератора. Газовідбірна решітка розміщена з протилежної сторони – зі

сторони газовідбірної патрубку. Активна зона зосереджена на невеликому просторі між кінцем фурми і газовідбірною решіткою. Над активною зоною розміщені зони сухої перегонки і зона підсушування палива. У газогенераторі горизонтального процесу використовуються безсольні палива (деревне вугілля, торф'яний кокс) з вмістом летких речовин до 30 %. У результаті 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 поєднують прямий і обернений 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 із 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 малосольного 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. 4.25), якщо процес не зупинити на стадії виробництва біовугілля, а продовжувати до повної газифікації біовугілля до золи.



Рис. 4.25. 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. Малин Житомирської обл. за розробкою Інституту газу НАНУ [61]. В Інституті відновлюваної енергетики НАНУ розроблені побутові плити газогенераторні на біомасі, рис. 4.26 [62].



	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 згорання палива, кг/год	0,8 – 1,5				
7. Коефіцієнт корисної дії, %	23,4 – 30,8				
8. Подача повітря	самотяга	вентилятор 12 V 0,1 A			
9. Вага (без палива), кг	3,5	6,5	8,0	11,0	20,0

Рис. 4.26. Плити побутові газогенераторні

Плити побутові газогенераторні, які працюють на відкритому повітрі, призначені для заміщення природного газу при приготуванні їжі у домогосподарствах. 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.

Більш високу продуктивність мають газогенератори киплячого шару палива. Однією з сучасних розробок в цьому напрямку є технологія газифікації Gasplasma компанії APP (Великобританія) [63]. Технологічна схема складається з газогенератора киплячого шару, що працює на пероксисневному дутті та плазмового конвектора для крекінгу смоли.

Технологія Gasplasma прийнята базовою у Великобританії для газифікації біомаси, твердих побутових відходів та виробництва водню.

В останні десятиліття великі сподівання покладаються на водневу енергетику. Головним стримуючим фактором розвитку водневої енергетики є висока вартість водню. При газифікації та окиснювальному піролізі біомаси у сухому газі вміст водню становить 20 – 25 %. Для вилучення водню із газових сумішей є багато освоєних промислових технологій, наприклад, мембранне розділення газів. Низькокалорійний газ, що залишився, спалюється для виробництва теплової енергії.

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 [64].

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 [65].

Біогаз утворюється у результаті 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 в:

- когенераційних установках для виробництва електричної енергії для постачання в загальнодержавну енергосистему;
- транспортних двигунах внутрішнього згорання.

4.4.1. Біогазові потужності в Україні

В Україні сформувався потужний агропромисловий сектор, що продукує значні обсяги органічних відходів, відтак є значний енергетичний ресурс для вироблення біогазу. Річний технічно-досяжний енергетичний потенціал біогазу з відходів АПК становить 1030 тис. т н.е., з полігонів ТПВ – 524 тис. т н.е., з осадів каналізаційних стоків – 53 тис. т н.е.

Енергетичний потенціал біогазу є найбільшим в урбанізованих областях та регіонах з інтенсивним тваринництвом та птахівництвом. З використанням біогазу можна створити ТЕЦ сумарною електричною потужністю 984 МВт, та теплопродуктивністю теплоутилізаційних установок 1044 МВт, при цьому річне виробництво електричної енергії з використанням біогазу може досягнути 7,9 ТВт·год, теплової енергії – 8,4 ТВт·год [1].

Метанове анаеробне зброджування органічних субстратів – це складний процес, у 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 та водень. На останньому етапі метаногенезу із ацетату, також із водню та вуглекислого газу утворюється метан [66].

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. 4.27 зображено типову блок-схему роботи біогазової станції з таким реактором.

Сировину, що є субстратом для отримання біогазу, спочатку подрібнюють та гомогенізують, за необхідності 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 [65].

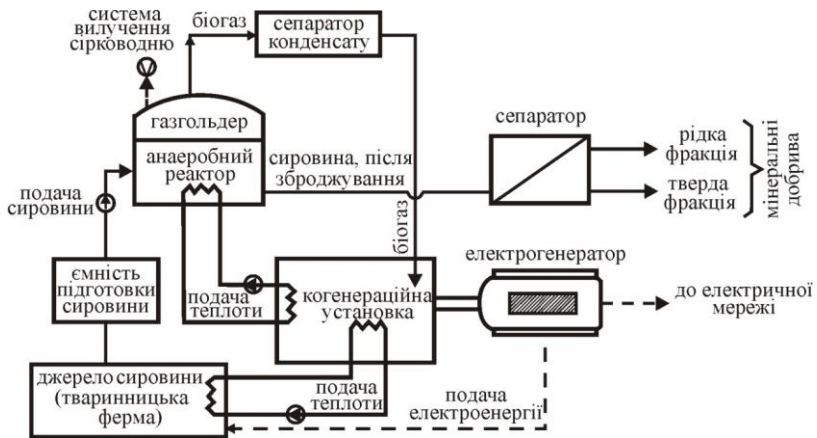


Рисунок 4.27. Типова блок-схема роботи біогазової станції

Для збродження 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, у якому можна контролювати рівень кислотності для запобігання умов підвищеного вмісту кислот чи лугів [66]. Переважна більшість сучасних біогазових станцій складається з декількох реакторів.

Використання одного виду сировини з метою отримання біогазу є малоефективним з енергетичної точки зору. Для інтенсифікації виходу біогазу зазвичай переходять до сумісного метанового бродиння 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 бродиння додають силос сорго, кукурудзяний силос тощо, залучають нові види субстратів. При будівництві біогазових станцій успішно використовують такі технології: «Nijhuis Industries», «Bigadan», «Zorg», «LIPP», «BTG», «Biteco», «Orug», «Adverio», «Екоенерго-Буд».

Першу демонстраційну біогазову установку промислового типу введено в дію 1993 року для переробки гною на свинофермі комбінату «Запоріжсталь» з метою очистки 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 у с. Оленівка Дніпропетровської області. Проект розроблено нідерландською компанією «BTG». Біогазова станція складається з двох біогазових реакторів об'ємом 1000 м³ кожний. Добове завантаження реакторів становить 80 тонн 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 [67].

«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 у 2008 році: держава зобов'язалася купувати всю генеровану з відновлюваних джерел електроенергію за фіксованим тарифом до 2030 року. «Зелений» тариф на електроенергію з біогазу, його коефіцієнт в 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 [68].

У 2017 році в Україні були добудовані і 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. У 2019 році в Україні почали виробляти біогаз 10 біогазових станцій із загальною встановленою потужністю 39,9 МВт [68].

За 2018 і 2019 роки встановлену потужність біогазових станцій з 34,4 МВт було збільшено 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 і виробництва з нього електроенергії на полігонах ТПВ (27 МВт). Їхня встановлена потужність становить 86,1 МВт, при цьому усього вироблено 247,4 млн кВт·год електроенергії за рік [68].

У таблиці 4.10 наведено обсяг виробленої компаніями-виробниками за останні 3 роки електроенергії з біогазу по «зеленому» тарифу (за офіційними статистичними даними Національної комісії з регулювання енергетики та комунальних послуг) [68].

Таблиця 4.10. Виробіток електроенергії з біогазу

Роки	2017	2018	2019
Кількість компаній, виробників електричної енергії з біогазу за зеленим тарифом на кінець року	13	22	32
Встановлена потужність на кінець року, МВт	34,4	46,2	86,1
Вироблено електрики, млн кВт·год за рік	92,5	175,6	247,4

Найбільшим за встановленою потужністю є перша черга комплексу з виробництва біогазу «Біогаз Ладизин». Унікальність цього біогазового проекту полягає в особливостях перемішування субстрату, а саме барботуванні виробленого газу через 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 проект 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 біля 3,3 млн тонн посліду, з якого можна отримати 3,3 млрд метану щорічно.

Унікальним біогазовим проектом в Україні є біогазова станція у м. Теофіополь, побудована за німецькою технологією «Zorg» та працює на кукурудзяному силосі. За цією технологією можна перероблювати субстрат, у 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 рази 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 лігноцелюозна 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 і 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 у 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 [69].

Єдиний біогазовий проєкт, який отримав 10 % надбавку до «зеленого» тарифу за використання українського обладнання на 65 % – це біогазовий комплекс у с. Михайлин Вінницької обл., побудований за нідерландською технологією «Опюор» та «Авердіо». В якості сировини використовують буряковий жом чотирьох цукрових заводів Юзефо-Миколаївського, Гайсина, Салинівки та Жданівки. Також добавляють м'яса, 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. Бокійма та м. Мостове. За цією технологією для бродіння гною та силосу підбирають їхнє оптимальне співвідношення, що дає змогу раціонально використати об'єм реакторів і 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. У товщі полігону, в умовах обмеженого доступу кисню, під дією власних мікробних популяцій проходить 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 навколишнього середовища – забезпечення чистоти повітря і 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 наступні: будівництво біогазової станції зброджування осадів стічних вод на станції аерації м. Дніпро, біогазова установка на Лужанському спиртовому заводі, де в якості сировини використовується м'ясна барда.

Подальшому розвитку біогазової галузі буде сприяти прийнятий Закон України від 25.04.2019 № 2712-VIII, яким передбачено збереження діючого «зеленого» тарифу на електроенергію з біогазу до 2030 року [70].

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 у субстраті для його утилізації у 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 наведено в [71]. Температура газифікації становила 520–960 °С. Вихід конденсату склав 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. 4.28 [72, 73].

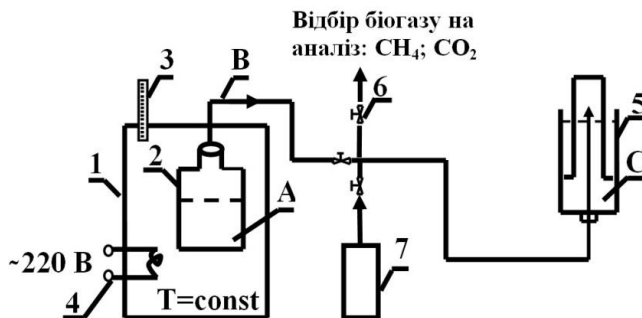


Рисунок 4.28. Схема лабораторної біогазової установки:

- 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 теплоізовованого термостату, в якому розміщувалися реактори, ртутний термометр і терморегулятор. Реактори герметично з'єднані з газгольдерами. Нерухома частина газгольдерів виставлена горизонтально і заповнена 5-ти відсотковим 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'ємну концентрацію метану та вуглекислого газу у біогазі, ступінь розкладу сухої органічної речовини та фенольних сполук.

Було проведено дві серії експериментів за мезофільного режиму при температурі 35 °C. 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 [72, 73]:

- тривалість лаг-фази для процесу бродіння конденсат-вмісних субстратів в 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 конденсат-вмісних субстратів утворилося більше біогазу в порівнянні з контрольним. Вихід біогазу з одиниці об'єму субстрату на 40,3–58,6 % більший з конденсат-вмісних субстратів. Сумарна концентрація метану в біогазі на 9,6–13,6 % більша з конденсат-вмісних субстратів в порівнянні з контрольним. Показано, що об'єм виробленого біогазу та вміст метану у 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-у добу бродіння. Тривалість бродіння відповідає середньому часу перебування субстрату у промислових біогазових установках. Зі збільшенням масової частки конденсату у субстраті ступінь деструкції фенольних сполук конденсатів зменшується.

На основі отриманих результатів створено комплексну енергетичну установку, яка складається з газогенератора та анаеробного реактора. Вироблений в газогенераторі газ спрямовується в анаеробний реактор, де він охолоджується, конденсується волога газу та органічні речовини, які змішуються з коров'ячим гноєм. Генераторний газ барботує через субстрат, перемішує його, руйнує кірку на поверхні субстрату, змішується з біогазом і спрямовується в дизель-генератор для виробництва електричної енергії.

Для промислової реалізації способу перероблення конденсату розроблена принципова схема, яка наведена на рис. 4.29.

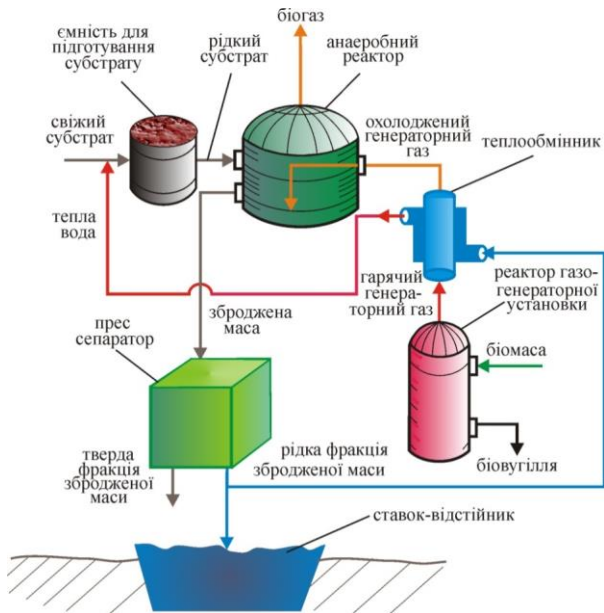


Рисунок 4.29. Комплексна енергетична установка

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 через шар субстрату відбувається його перемішування та руйнування кірки на поверхні субстрату.

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 [74].

У відділі органічних відновлюваних енергоносіїв ІВЕ НАН України розроблено нову конструкцію реактора з мокрим газгольдером (рис. 4.30) [75]. У конструкції біореактора для обертання перемішуючого пристрою було запропоновано використати передачу з канатною тягою.

Всередині реактора знаходиться 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 діаметру через канат з'єднаний з куполом газгольдера, а барабан більшого діаметру – з противагою. Обертання валу з лопатями відбувається у результаті поступального руху купола газгольдера. Канатна передача, на відміну від зубчасто-рейкової більш надійна оскільки вона не втрачає працездатність за 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 є постійним у часі та автоматичним.

Розроблена нова конструкція біореактора відрізняється від відомих конструкцій тим, що перетворювання поступального руху газгольдера в обертання перемішуючого пристрою забезпечується за рахунок механізму із канатною тягою.

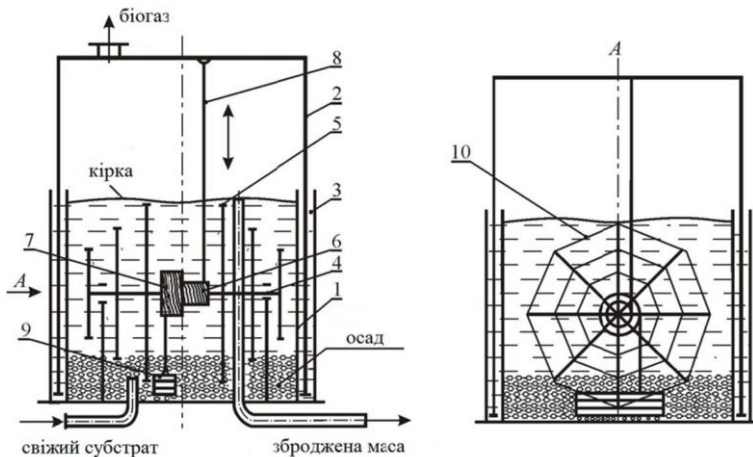


Рисунок 4.30. Біореактор та механізм із канатною тягою:

- 1 – корпус, 2 – газовий купол, 3 – кільцева камера, 4 – вал, 5 – лопаті, 6 – барабан малого діаметру, 7 – барабан великого діаметру, 8 – канат, 9 – протитяга, 10 – поліамідні стрічки.

За рахунок економії енергетичних витрат на перемішування субстрату знижуються енергетичні витрати на підтримання процесу бродіння. Це означає, що енергетична ефективність перетворення органічних речовин у 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 соняшнику та деревної тріски, до субстрату сприяло інтенсифікації процесу бродіння [75].

Біовугілля має такі ж властивості, як і активоване вугілля, але його отримання значно дешевше. У відділі відновлюваних органічних енергоносіїв НАН України проводяться дослідження з отримання біовугілля із стебел соняшника, деревної тріски та інших видів сировини способом часткової газифікації. Зокрема, при частковій газифікації деревної тріски змішаних порід вологістю до 25 %, вихід деревного вугілля склав 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 склав 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 за мезофільного режиму при температурі 35 °С. Інокулят попередньо був адаптований до досліджуваного субстрату і умов бродіння.

Для досліджень використовувались три субстрати. Один із них, контрольний субстрат, 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 1,05 дм³. Субстрати розбавляли водою до вологості 97 %.

У процесі експериментів визначались такі показники: вологість та зольність вихідного субстрату, об'єм виробленого біогазу, об'ємну концентрацію метану та вуглекислого газу в біогазі, ступінь розкладу сухої органічної речовини.

Підсумувавши та узагальнивши отримані результати проведених експериментів, було встановлено, що:

- вихід біогазу підвищився на 7,9-14,6 % і вихід метану підвищився на 6,7-11,4 % під час бродіння субстратів, до яких вносили біовугілля у порівнянні з контрольним субстратом. Підвищення виходу біогазу приводить до підвищення енергоефективності перетворення органічних речовин в 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 із важливих завдань, яке стоїть 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 р., Закон «Про альтернативні джерела енергії», № 555-I від 20.02.2003 р., Закон «Про розвиток виробництва та споживання біологічних палив», № 7524 від 24.05.2012 р.), виробництво та використання рідких біопалив, зокрема біодизельного палива, не вийшло на суттєвий промисловий рівень. Реакція переестерифікації рослинних олій (жирів) метанолом є постійним об'єктом досліджень, оскільки її продуктом є метилові естери жирних кислот, які знаходять практичне застосування як біодизельне паливо для двигунів внутрішнього згорання. 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 і погіршують його конкурентоспроможність. Для її підвищення необхідне більш глибоке експериментальне дослідження можливостей зменшення виходу побічних продуктів шляхом вибору складу реакційної суміші і енергетичних умов процесу перетворення енергії біомаси.

Необхідність та перспективність впровадження у паливно-енергетичний комплекс України рідкого моторного біопалива і, відповідно, доцільність проведення науково-дослідних робіт впливає з сучасних світових тенденцій в цій галузі [76].

Одним з можливих джерел енергії, яке дасть змогу замінити традиційне рідке моторне паливо, є біомаса. При переробці біомаси в багатьох країнах світу вже сьогодні отримують рідке біопаливо для двигунів внутрішнього згорання 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 на сьогодні становить приблизно від 35 до 45 мільйонів тонн.

За оцінками аналітиків Oil World, світове виробництво біодизелю представлено на рис. 4.31 [77].

На ньому принципово спостерігається швидкий розвиток виробництва біодизелю за останні 10-15 років. На ринок біопалива сильно 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, і є лише другим спадом після 2015 року.

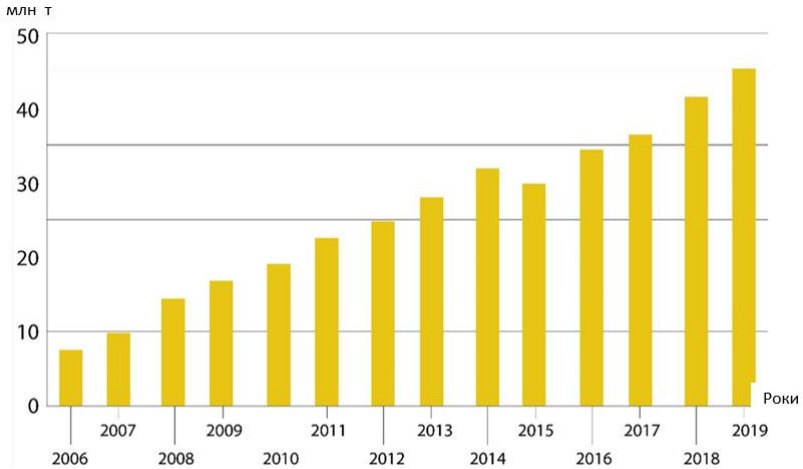


Рис. 4.31. Світові показники об'ємів виробництва біодизелю

Лідируючі позиції в світі по виробництву біодизелю посідають країни Європи, США, Бразилія, Аргентина та Індонезія. Істотну частку у світовому виробництві займають країни Євросоюзу, однак їх частка за останні 10 років скоротилася на 19 % і досягла 36 %. Істотно збільшили свою частку США, Бразилія, Аргентина і Індонезія (рис. 4.32) [78].

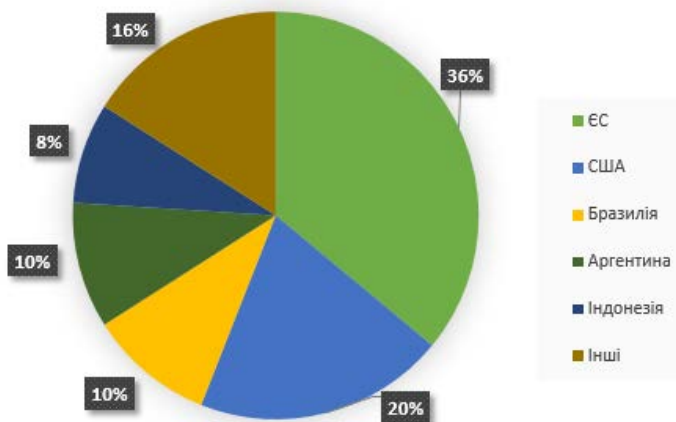


Рис. 4.32. Частка виробництва біодизелю у країнах світу

Абсолютні цифри не слід переоцінювати з огляду на його 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 мільйонів тонн. Важливість біопалива полягає у поступовій декарбонізації транспорту та сприянні виконанню Паризьких цілей щодо зміни клімату 2015 року. Біодизель можна використовувати як чисте паливо, зокрема у 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 у суспільства потреб на біодизельне паливо, слабкою державною підтримкою цієї галузі та недосконалістю інформаційного забезпечення і недостатнім рівнем знань про його переваги. При цьому слід наголосити, що при відповідних інвестиціях та інноваціях, особливо в переробку сільськогосподарської сировини у біопаливо, в Україні є безперечні потенційні можливості для розвитку біоенергетики.

Разом з тим, в порівнянні з більшістю 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 соняшника [79].

Як сировину для виробництва біодизелю найчастіше використовують насіння ріпаку. Донедавна у сівозмінах сільськогосподарських культур ріпак посідав незначне місце, висівали його переважно на технічні потреби для легкої та харчової промисловості. На сьогодні вирощування цієї культури має пріоритетне значення насамперед для експортних цілей. Протягом 2006-2016 рр. експорт насіння ріпаку з України в Польщу збільшився вдвічі, у Німеччину – в 2,3 рази, 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 по 2011 роки та 2015 році відбулось суттєве зниження врожайності ріпаку (рис. 4.33).

Враховуючи 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 [80]. 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 [81].

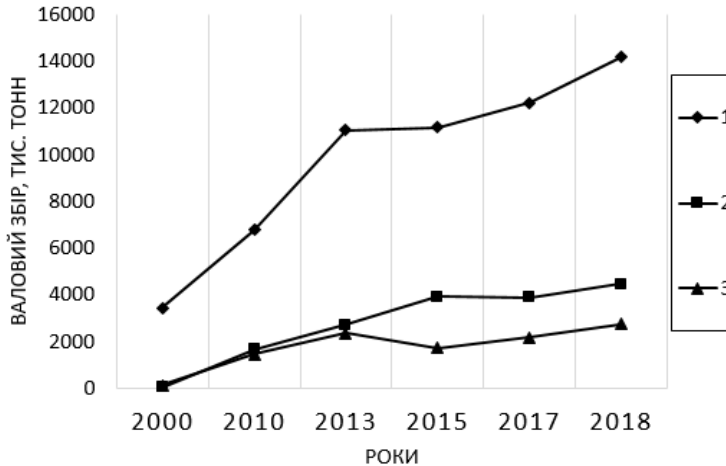


Рис. 4.33. Валовий збір олійних культур на території України:
1 – соняшник; 2 – соя; 3 – ріпак.

Покажемо доцільність залучення земель сільськогосподарського призначення для вирощування енергетичних культур, порівнюючи площі, необхідні для забезпечення населення продуктами харчування, з загальною площею земель сільськогосподарського призначення. Згідно з [76], харчовий раціон однієї людини вимагає залучення під сільгоспвиробництво 0,5-0,6 га землі. Загальна площа земель, придатних для сільгоспвиробництва, становить 42,8 млн га. Оскільки на теперішній час населення України становить приблизно 42 млн чоловік, то для забезпечення його продуктами харчування у достатній кількості необхідно 25,06 млн га та 2,42 млн га площ, що використовуються для вирощування культур на експорт. Оскільки, згідно з [76], для забезпечення достатньої кількості продуктів харчування та експорту використовується 88 % сільськогосподарських земель, то решта 12 % (3,898 млн га) є рілля, що не обробляється, і ця площа вже сьогодні може використовуватись для вирощування енергетичних культур [82]. Враховуючи сівозмін, вирощування ріпаку (6 років), доцільна площа становить 649,8 тис. га. Зважаючи на це, проведено постадійний аналіз перетворення теоретичного потенціалу сонячної енергії, що потрапляє на площу ріллі, що не обробляється в біодизельне паливо, з урахуванням статистичних даних використання земельних ресурсів України (рис. 4.34).

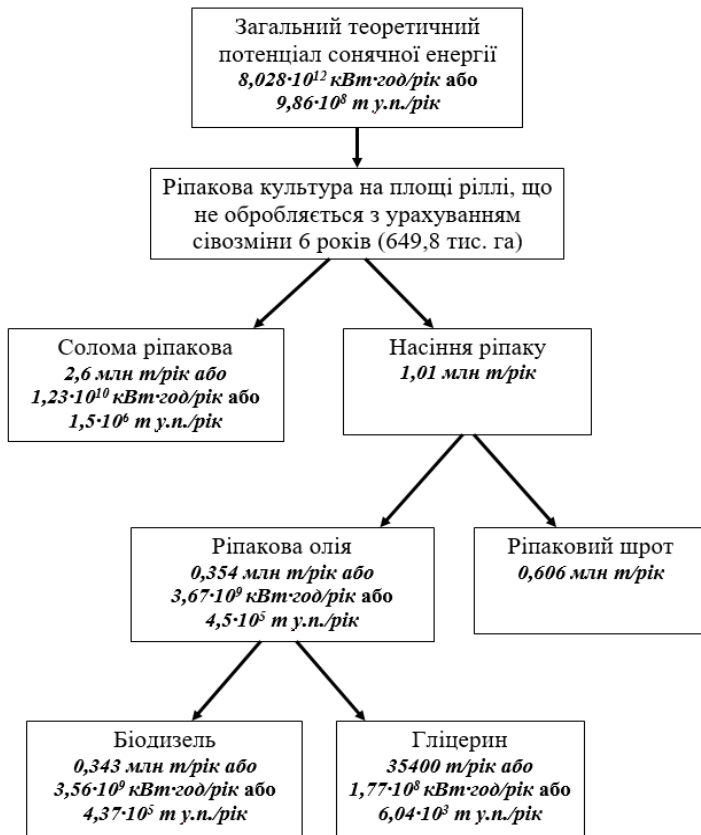


Рис. 4.34. Блок-схема можливостей використання теоретичного потенціалу сонячної енергії, що попадає на площу ріллі України, яка не обробляється

Проведений аналіз свідчить, що Україна має достатні можливості щодо наросування сировинної бази для отримання біодизельного палива як для власних потреб, так і на експорт.

На кафедрі відновлюваних джерел енергії НТУУ КПІ ім. Ігоря Сікорського та в Інституті відновлюваної енергетики НАН України розроблено та удосконалено методи оцінки та аналізу умов процесу перетворення енергії при переестерифікації рослинних олій у 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 із 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 забруднюючих речовин з продуктами їх згорання. 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, торрефікація). Розроблені нові методи піролізу – окиснювальний, комбінований.
5. Відроджується газифікація твердої біомаси для генерації електричної енергії, а також для виробництва водню.
6. В Україні у 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 удосконалено методи оцінки та аналізу умов процесу перетворення енергії при переестерифікації рослинних олій у 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. – Київ, Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2020. – 82 с.
2. The handbook of biomass combustion and co-firing / Edited by Jjaak van Loo and JaapKorpeijan. – 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 2008р. № 1110/15801 (із 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 котельнь, 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 (із змінами, внесеними наказом № 23 від 22.01.2016). – [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1023-09>.

18. Межгосударственный стандарт ГОСТ 33016-2014 (EN 303-5:2012, MOD). Котлы отопительные для твердого топлива с ручной и автоматической загрузкой номинальной тепловой мощностью до 500 кВт. Терминология, требования, методы испытаний и маркировка. Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. М.: Стандартиформ, 2015. 53 с.

19. Жовмір М.М., Будько 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. P. 283-289. [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <https://pdfs.semanticscholar.org/f0a0/a16acb881e5f7f9d3c388775a0c46ba0579f.pdf>
36. Aerosols from biomass combustion. NussbaumerTh. (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. Comparision of devolatization/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. P. 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. Штеба Т.В. Получение активных углей из березовой щепы различного качества: автореф. дис. канд. техн. наук Уральский гос. лесотехн. ун-т. – Екатеринбург: [б. и.], 2004. – 16 с.
46. 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.
47. Патент на корисну модель № 109197 Україна, МПК F23B 90/00. Спосіб розпалювання твердого палива у вертикальних реакторах шахтного типу / Ключ В. П., Жовмір М.М., Ключ С.В., Гончаренко С.П. опубл. 10.08.2016, бюл. № 15.
48. Степанов С. Г. Технология совмещенного производства полукокса и горючего газа из угля / С. Г. Степанов, С. Р. Исламов, А. Б. Морозов // Уголь. – 2002. – № 6. – С. 27-29.
49. Патент на корисну модель № 143271 Україна, МПК C10J3/60, C10J1/207, C10B53/02, F23B80/02 Реактор піролізний / Ключ В.П., Ключ С.В. опубл. 27.07.2020.
50. Патент на корисну модель № 113168 Україна, МПК C01B 31/08. ВОІJ20/20; C10B 49/00 Спосіб одностадійного виробництва активованого біовугілля / С. В. Ключ. опубл. 10.01.2017, бюл. № 1/2017.
51. Патент на корисну модель № 123822 Україна, МПК C10J 3/00, C10B 53/02. Спосіб комбінованого піролізу/ Ключ В.П., Ключ С.В. – № u 2017 09308; заяв. 22.09.2017; опубл. 12.03.2018, бюл. № 5.
52. Хутская Н.Г., Пальченко Г.И. Энергосберегающие технологии термохимической конверсии биомассы и лигнокарбонатных отходов. – Минск: БНТУ – 2015. – 53 с.
53. 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.
54. Газ горючий сумішевий: ТУ У 40.2-05417035-061:2007.
55. Лавров Н.В. Введение в теорию горения и газификации топлива / Н. Лавров, А. Шурыгин. – М.: АН СССР, 1962. – 215 с.
56. Высокотемпературные теплотехнические процессы и установки: учебн. для вузов / [И.И. Перелетов, Л.А. Бровкин, Ю.Г. Розенгарт и др.]; под ред. А.Д. Ключникова. – М.: Энергоатомизат, 1989. – 336 с.
57. Мезин И.С. Транспортные газогенераторы / И.С. Мезин. – М.: Сельхоз, 1948. – 341 с.
58. Черномордик Б.М. Теория и расчет транспортных газогенераторов / Б.М. Черномордик. – М.: Машгиз, 1943. – 177 с.
59. Лямин В.А. Газификация древесины / В.А. Лямин. – М.: Лесная промышленность, 1967. – 262 с.
60. Токарев Г.Г. Газогенераторные автомобили / Г.Г. Токарев. – М.: Машгиз, 1958. – 206 с.

61. Карп И.Н. Исследование и внедрение процессов газификации углей и биомассы с целью замещения природного газа / И.Н. Карп, Е.П. Марцевой, К.Е. Пьяных, Т.А. Антошук, К.К. Пьяных // Энерготехнологии и ресурсосбережение. – 2014. – № 4. – С. 3-11.
62. Пат. на корисну модель №122843, МПК F24B 1/00, F24C 15/00. Плита побутова газогенераторна / Ключ В.П., Ключ С.В. – № у 2017 08607; заяв. 23.08.2017; опубл. 25.01.2018, бюл. № 2.
63. 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
64. Кудря С.О., Забарний Г.М., Дубровін В.О., Гелетука Г.Г., Кучерук П.П., та ін. ДСТУ 7721:2015: Газоподібне паливо. Біогаз. Технічні вимоги та методи контролювання. м. Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2016 р.
65. Четверик Г.О. Енергоефективне перетворення рідких відходів газифікації біомаси в біогазовій установці: дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 05.14.08. – К. – 2018. – 160 с.
66. Эдер Б., Шульц. Х. Биогазовые установки. Практическое пособие. – К.: Зорг Украина, 2011. – 268 с.
67. 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> (Дата звернення: 03.02.2020).
68. 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_zeleniy-taryf.01-2020.pdf (Дата звернення: 03.02.2020).
69. 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> (Дата звернення: 03.02.2020).
70. 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> (Дата звернення: 03.02.2020).
71. Ключ 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. – К. – 2016. – 24 с.
72. Ключ В.П., Четверик Г.О. Переробка конденсату газогенераторної установки в біогаз // Відновлювана енергетика. – 2017. – № 4. – С. 84-92.

73. Ключ В.П., Четверик Г.О. Сумісне анаеробне бродіння гнойових відходів та конденсату газогенераторної установки // Відновлювана енергетика. – 2017. – № 3. – С. 80-86.
74. Susse L. Biogas plants – design and detail of simple biogas plants. Bremer. – 1988. – 85 p.
75. Ключ В.П., Четверик Г.О. Підвищення енергетичної ефективності біогазових реакторів // Відновлювана енергетика. – 2019. – № 4. – С. 92-99.
76. Забарний Г.М., Кудря С.О., Кондратюк Г.Г., Четверик Г.О. Термодинамічна ефективність та ресурси рідкого біопалива України // ІВЕ НАН України. – К.: 2006. – 226 с.
77. Biodiesel Production Set to Drop 2.8 Mn T in 2020 [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <https://www.oilworld.biz/>
78. 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
79. Калетнік Г.М. Економіка виробництва біопалива в Україні та забезпечення продовольчої безпеки / Г.М. Калетник // Економіка АПК. – 2010. – № 1. – С. 30-35.
80. Назаренко А.В. Біопаливний потенціал України на світовому ринку сільськогосподарської продукції / А.В. Назаренко // Економіка АПК. – 2010. – № 1. – С. 72-77.
81. 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. – Випуск 2. – С. 36-41.
82. Кондратюк Г.Г. Сировинна база для виробництва в Україні біопалива, що використовується для двигунів внутрішнього згоряння / Г.Г. Кондратюк, Є.Г. Новицька, Н.М. Козлова, З.В. Маслокова // Відновлювана енергетика. – 2009. – № 4. – С. 80-89.

РОЗДІЛ 5. ЕНЕРГІЯ МАЛИХ РІЧОК УКРАЇНИ

Гідроелектростанція (ГЕС) це сукупність споруд і устаткування, призначених для перетворення механічної енергії потоку води в електроенергію [1]. Гідроелектростанції характеризуються високою ефективністю перетворення наявних гідроенергетичних ресурсів в електроенергію. Коефіцієнт корисної дії знаходиться у межах 70-90 %, іноді ще вище.

Гідроенергетика відноситься 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 у об'єднаній енергосистемі та забезпечення її стійкості з врахуванням графіків нерівномірного навантаження, підвищення надійності, безпеки та ефективності виробництва.

Гідроелектростанції будь-якої потужності впливають на економічний та соціальний розвиток прилеглих територій завдяки створення умов для водопостачання населених пунктів і господарств, судноплавства, рекреацій, риборозведення, зрошення. Ще одна позитивна властивість ГЕС полягає в можливій участі гідроелектростанцій в системі керованого захисту територій від повеней. В Україні накопичено унікальний досвід у цьому питанні.

Згідно Закону України «Про електроенергетику» до об'єктів альтернативної енергетики відноситься мала гідроенергетика. Освоєння потенціалу малих річок з використанням малих гідроелектростанцій (МГЕС) допомагає вирішити проблему покращення енергозабезпечення споживачів.

5.1. Світові тенденції розвитку гідроенергетики

Світова гідроенергетика сьогодні забезпечує близько 16 % всього виробітку електричної енергії. На поточний час гідроенергетика використовується в 160 країнах світу. Загальна встановлена потужність складає більш ніж 1243 ГВт, з них гідроакumuлюючі 159 ГВт і автономні 283 ГВт. У більшості розвинених країн досягнуто високого рівня освоєння гідроенергетичних ресурсів.

Станом на 2016 р. основними виробниками гідроенергії є Китай – 333,65 ГВт (26,84 %), США – 102,72 ГВт (8,26 %), Бразилія – 98,0 ГВт (7,88 %), Канада – 80,77 ГВт (6,50 %), Росія – 51,71 ГВт (4,16 %), Індія – 47,59 ГВт (3,83 %) і Японія – 49,28 ГВт (3,96 %) [2].

У світі немає спільного стандарту щодо визначення малих ГЕС. Наприклад, у Португалії, Іспанії і Ірландії верхня межа становить 10 МВт, в

Італії прийнято 3 МВт, у Швеції – 1,5 МВт, а в Польщі – 5 МВт. У Китаї до малих належать ГЕС потужністю до 50 МВт. Розподіл за класифікацією загальної встановленої потужності гідроелектростанцій у світі наведено у табл. 5.1.

Таблиця 5.1. Розподіл гідроелектростанцій у світі за потужністю

Характеристика гідроелектростанцій	Загальна встановлена потужність, ГВт
Встановлена потужність не перевищує 1 МВт	31,277
Встановлена потужність у межах 1-10 МВт	116,787
Встановлена потужність більше 10 МВт	935,425
Гідроакumuлюючі електростанції	159,472
Автономні електростанції	0,283
ВСЬОГО	1243,24

Річне зростання виробництва гідроенергії дещо сповільнилося за останні роки внаслідок меншої кількості потенціальних проєктів та зменшення кількості гідроенергетичних ресурсів у зв'язку із зміною клімату. Споруджується велика кількість мікро- та мініГЕС для утилізації потенціалу організованих водотоків технічних систем водопостачання і водовідведення, які розташовані на існуючих спорудах. У даному випадку досягаються мінімальні терміни окупності капіталовкладень, оскільки відсутня плата за воду як за природний ресурс, а електроенергія використовується для власного споживання і не оподатковується. В Україні побудована мала гідроелектростанція потужністю 198 кВт на зворотних водах Супрунівських очисних споруд у Полтавській області.

У світі малі ГЕС вважаються інвестиційно привабливими об'єктами для установ кредитування. Їх ефективність підтверджена значним досвідом проєктування, спорудження і експлуатації. Наприклад, банківськими установами Німеччини спорудження малих ГЕС кредитується на 50-70 % від 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 використовувати основний гідроенергетичний потенціал Німеччини. Законодавчо визначені правила приєднання малих ГЕС до розподільних електричних мереж різних форм власності. У країнах ЄС існують жорсткі правила паралельної роботи енергооб'єктів резервування, системної надійності, керованості та якості електроенергії.

5.2. Етапи становлення та сучасний стан малої гідроенергетики України

На території України протікає 63119 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 15488 км [3]. Такі характеристики річок як густота 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 р. До цього часу водна енергія використовувалася на гідромеханічних установках. Була тільки одна ГЕС на р. Південний Буг у Тиврові, побудована в 1912 р.

У 1924 р. в експлуатації знаходились 84 малі ГЕС загальною потужністю 4000 кВт. Першою великою ГЕС була Дніпровська ГЕС, будівництво якої було розпочато у 1927 р., в рамках програми індустріалізації СРСР. У 1938 р. її потужність була доведена до 560 МВт. Вона залишилась найбільш потужною серед усіх електростанцій СРСР до Другої Світової війни.

Також були збудовані Вознесенська і Первомайська гідроелектростанції на р. Південний Буг потужністю близько 1000 кВт кожна, Буцька – 565 кВт і ряд інших.

З 1939 р. в Україні починається будівництво дрібних колгоспних гідроелектростанцій. За два роки їх було побудовано 78, потужністю в 15-50 кВт кожна [4]. XVIII з'їзд ВКП (б) у 1939 році прийняв рішення широко розгорнути будівництво дрібних колгоспних гідростанцій.

У період 1939-1940 рр. малі ГЕС будувалися, головним чином, з використанням готових споруд, гребель млинових будівель та іноді навіть турбін, що стоять на млинах. Новими ГЕС в цей період була Боярська станція в Київській області (15 кВт), Літвінівська ГЕС у Сумській області (35 кВт), Будищанська ГЕС (60 кВт) у Чернігівській області та ряд інших [5].

Протягом наступних 40 років відбулося повне зарегулювання Дніпра в межах України за рахунок будівництва 6 великих ГЕС.

До початку Великої Вітчизняної війни в УРСР нараховувалося близько 100 малих сільських гідроелектростанцій із загальною потужністю до 9 тис. кВт. За час німецької окупації значна частина цих гідростанцій була зруйнована. Відновлення сільських гідростанцій розпочато з перших днів визволення території. Знову було розпочато будівництво Скибинецької ГЕС в Київській області, де встановлювалася нова турбіна при раніше існуючому млині [5].

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 р., визначав програму будівництва малих ГЕС на території УРСР на п'ятирічку 1946-1950 р. загальною потужністю 203 тис. кВт.

З 1946 р. спостерігається вже масовий пуск малих ГЕС, причому, мали місце нові моменти, що відрізняли хід будівництва цього року від усіх попередніх років. На початок 1946 р. в Україні було зареєстровано більше 2600 колгоспних і державних водяних млинів із загальною потужністю (без млинів Закарпатської області) близько 30 тис. кВт, з яких значна потужність приходить на млини, обладнані турбінами, хоча за кількістю переважно більшість млинів обладнано водяними колесами [4]. У Вінницькій області, де за сім місяців 1946 введено в дію 140 малих ГЕС, будівництво здійснюється, головним чином, шляхом пристосування 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, плоскостасовою і зубчастими передачами від гідроприводу до генератора, з найпростішим регулюванням обертів і напруги. Вони забезпечували переважно автономне місцеве навантаження. У Сталінській області (нині Донецька область), 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 [5].

Нові, більш потужні станції проєктувалися і споруджувалися в 50-і 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 ГЕС (2000 кВт). Побудовані Ладизинська і Глибочанська малі ГЕС потужністю 7500 кВт кожна.

В 1949-1955 рр. збудовано Теребле-Ріцька гідроелектростанція потужністю 27 МВт, перший промисловий струм одержано в 1956 р.

Усього на початок 1960-х в Україні налічувалося близько 956 малих ГЕС загальною потужністю 30 тис. кВт.

В 60-70-х рр. розроблялись проєкти будівництва двох великих гідровузлів на Дністрі (Дністровська ГЕС-1, ГЕС-2, Дністровська гідроакумулююча електростанція та Південному Бузів у складі Південноукраїнського енергокомплексу (Ташлицька ГАЕС, Костянтинівська ГЕС-ГАЕС, Олександрівська ГЕС). Будівництво цих об'єктів, що розпочалось у 70-80-х рр. XX ст., продовжується до теперішнього часу.

Але надалі, зі створенням потужних об'єктів атомної і теплової енергетики, мала гідроенергетика стала занепадати. Зростання централізації енергопостачання, низькі ціни на паливо та електроенергію для відомств і підприємств, на балансі яких знаходилися 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, приведення в непридатність підйомних механізмів. Дериваційні канали заросли лісом, були засипані або забудовані, водойми замулені, греблі використовувались тільки в якості мостових переходів.

Разом з тим, будувалися досить потужні іригаційні системи без урахування можливості спорудження на них гідроенергооб'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 визначила потребу у маневрових потужностях у вигляді великих ГЕС та ГАЕС, які мають змогу перекидати пікові навантаження енергосистеми в години нічних «провалів». Першою була побудована Київська ГАЕС потужністю 235,5 МВт (1972 р.). Було розпочато розробку проєктів наступних ГАЕС: Ташлицької, Дністровської, Канівської. Проте після Чорнобильської катастрофи ставлення до атомної енергетики різко змінилося, що позначилось також і на відношенні до ГАЕС, які проєктувались як супутники АЕС для акумуляції їх електроенергії. Відновлення проєктів ГАЕС відбулося в кінці 1990-х та на початку 2000-х років [6].

До кінця 1980-х збереглось всього 49 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.

У 2006 та 2009 рр. були збудовані перші черги проєктів Ташлицької та Дніпровської ГАЕС. Реанімація проєктів великої гідроенергетики в першу чергу викликана наданням гідроенергетикам доступу до європейських та світових кредитних коштів. Інформація щодо основних параметрів великих ГЕС та ГАЕС України наведено у табл. 5.2.

Таблиця 5.2. Основні параметри великих ГЕС та ГАЕС України

Назва гідроелектростанції	Рік введення	Потужність, МВт	Площа водосховища, км ²
Київська ГЕС	1964	440	922
Київська ГАЕС	1972	235,5	0,67
Канівська ГЕС	1972	482,5	581
Кременчуцька ГЕС	1959	632,9	2250
Середньодніпровська ГЕС	1964	388	567
Дніпровська ГЕС	1932, 1981	1547,3	410
Каховська ГЕС	1955	334,8	2150
Теребле-Ріцька ГЕС	1956	27	1,5
Дністровська ГЕС	1981-1983	702	142
Дністровська ГЕС-2	1999-2002	40,8	5,91
Дністровська ГАЕС	2009-2015	972	3
Ташлицька ГАЕС	2006-2007	302	1,54
Олександрівська ГЕС	1999	11,5	11,4

1 квітня 2009 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 більш привабливим, 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 2 малі ГЕС: Лоташівська в Черкаській області потужністю 315 кВт та Яблунецька потужністю 1000 кВт в Чернівецькій області (на межі з Івано-Франківською обл.), рис. 5.1. [7].

Варто відзначити, що з 2010 року в Україні до малих ГЕС відносяться станції потужністю до 10 МВт включно [8, 9].

Згідно з Рішенням Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства D/2012/04/МС-ЕнС Україна взяла на себе зобов'язання до 2020 року досягти рівня 11 відсотків енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії в загальній структурі енергопостачання країни. Сектор малої гідроенергетики відіграє важливу роль у досягненні цілей, визначених Європейським Співтовариством.



Рис. 5.1. Відновлена Лоташівська мала ГЕС

Станом на середину 2019 року в Україні діють близько 156 малих ГЕС із загальною встановленою потужністю близько 102 МВт. Кількісний розподіл станцій по областях країни станом на середину 2019 року наведено на гістограмі рис. 5.2 та у табл. 5.3. для першої десятки областей з найбільшою встановленою потужністю малих ГЕС в кожній адміністративній області.

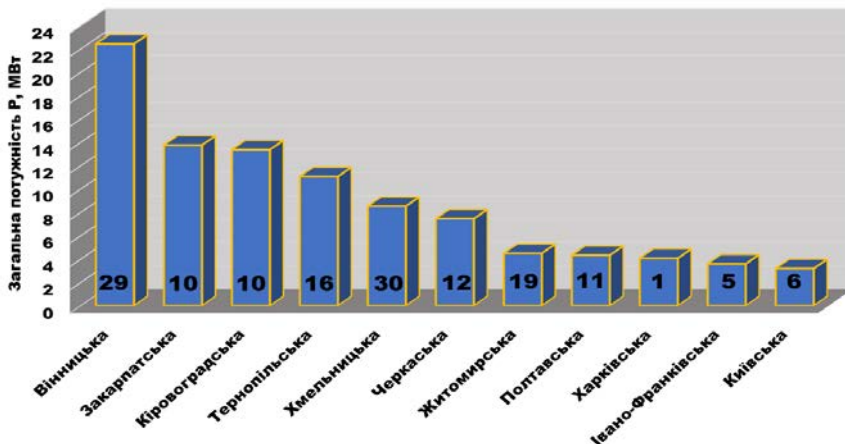


Рис. 5.2. Розподіл малих гідроенергетичних станцій за областями країни (2019 рік)

Таблиця 5.3. Розподіл гідроенергетичних станцій за областями країни (станом на 2019 рік)

Область	Малі ГЕС		Середньорічний обсяг виробництва електроенергії	
	Кількість	Загальна потужність, МВт	тис. МВт·год/рік	%
Вінницька	29	22,411	78,00	24,85
Закарпатська	10	13,747	39,10	12,46
Кіровоградська	10	13,351	37,97	12,10
Тернопільська	16	11,057	31,45	10,02
Хмельницька	30	8,514	24,21	7,72
Черкаська	12	7,434	21,14	6,74
Житомирська	19	4,476	12,73	4,06
Полтавська	11	4,316	12,28	3,91
Харківська	1	4,048	11,51	3,67
Івано-Франківська	5	3,571	10,16	3,24
Київська	6	3,169	9,01	2,87
Миколаївська	2	1,854	5,27	1,68
Сумська	4	1,453	4,13	1,32
Рівненська	3	1,237	3,52	1,12
Чернівецька	2	1,198	3,41	1,09
Донецька	1	0,94	2,67	0,85
Одеська	1	0,9	2,56	0,82
Львівська	3	0,72	2,05	0,65
Запорізька	1	0,484	1,38	0,44
Чернігівська	1	0,175	0,50	0,16
Херсонська	1	0,145	0,41	0,13
Дніпропетровська	1	0,13	0,37	0,12
Разом	108	82,77	249,87	

Найбільше електроенергії виробляється малими ГЕС у Вінницькій області, де введено в експлуатацію 29 станції та розташовані дві найбільш потужні в Україні Глибочанська та Ладижинська малі ГЕС по 7500 кВт кожна. Фото останньої показано на рис. 5.3.

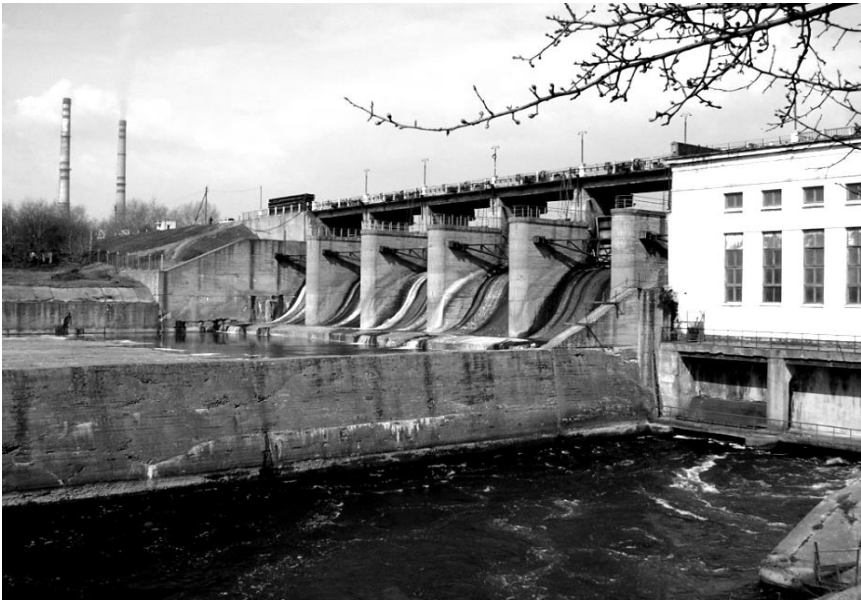


Рис. 5.3. Ладизинська МГЕС

Технічний стан діючих малих ГЕС (які не були реконструйовані) характеризується значною або повною зношеністю основного гідросилового, гідротехнічного та електротехнічного обладнання, наявністю несправностей у спорудженнях напірного фронту, які можуть стати причиною виникнення аварійних ситуацій, замуленням водосховищ, ростом забору води на неенергетичні потреби, розмивами кріплень водозливних і берегових ділянок нижніх б'єсів та ін.

У рамках державних програм України розробляються ряд проєктів для оновлення та реконструкції діючих малих ГЕС, будівництва нових малих ГЕС у районах децентралізованого енергопостачання, спорудження малих ГЕС у регіонах централізованого енергопостачання на перепадах водосховищ та водотоків.

5.3. Класифікація малих гідроелектростанцій

У межах малої гідроенергетики України використовують наступну класифікацію **за потужністю**:

- **мала гідроелектростанція (мала ГЕС)** – гідроелектростанція, встановлена потужність якої становить більше 1 МВт, але не перевищує 10 МВт;

- *мінігідроелектростанція (мініГЕС)* – гідроелектростанція, встановлена потужність якої становить більше 0,2 МВт, але не перевищує 1 МВт;

- *мікрогідроелектростанція (мікроГЕС)* – гідроелектростанція, встановлена потужність якої не перевищує 0,2 МВт.

Терміносистеми щодо малої гідроенергетики стандартизовані державним стандартом 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:

- безгреблева;
- греблева;
- дериваційна;
- греблево-дериваційна;
- руслова.

До гідротехнічних споруд та їх складових частин відносяться машинна зала МГЕС, гребля, (огороджувальна) дамба, зрівняльний резервуар, закрив, шандор, водоскид та водозлив, верхній та нижній б'єфи, рибозахисна та рибопропускна споруди, та ін. Визначення понять наведено у ДСТУ 7501:2014.

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 і регулюванню використання підлягають земля, надра, водні ресурси, ліси, поєззахисні й водоохоронні лісосмуги, зелені насадження, типові краєвиди, курортні місцевості, рідкісні, корисні, 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, і ті, що їх не експлуатують. Заборонено таку господарську діяльність, яка може шкідливо вплинути на стан природних багатств, призвести до ерозії ґрунтів, забруднення і 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 вирішується шляхом відповідності стадій проектування, будівництва, реконструкції та роботи ГЕС всім екологічним міжнародним і національним документам, які були підписані адміністративними представниками України.

Обов'язковою умовою законності ГЕС є наявність дозволів на реконструкцію, будівництво та роботу. ГЕС повинна відповідати і не суперечити принципам та умовам, які ставлять перед країною наступні документи:

1. Рамкова конвенція про охорону та сталий розвиток Карпат [10] та Протокол до Рамкової конвенції про збереження і стале використання біологічного та ландшафтного різноманіття [11];

2. Бернська конвенція [12];

3. Європейська ландшафтна конвенція [13];

4. Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища» [14];

5. Водний кодекс України [15];

6. Земельний кодекс України [16];

7. Лісовий кодекс [17].

Кожний з цих документів має свої цілі та шляхи їх досягнення, але всі вони поєднані однієї метою, а саме – охорона, збереження та стале використання природних ресурсів.

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-ій 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, включаючи мігруючі види.

Згідно глави 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 у 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 у галузі охорони навколишнього природного середовища в Україні регулюються Законом «Про охорону навколишнього природного середовища», а також розроблюваними відповідно до нього земельним,

водним, лісовим кодексами, законодавством про надра, про охорону атмосферного повітря, про охорону і використання рослинного і тваринного світу та іншими.

Верховна Рада УРСР 25 червня 1991 року прийняла Закон «Про охорону навколишнього природного середовища». Закон визначає правові, економічні та соціальні основи організації охорони навколишнього природного середовища в інтересах нинішнього і майбутніх поколінь.

При будівництві, реконструкції та модернізації ГЕС обов'язково треба дотримуватися основних принципів охорони навколишнього природного середовища вказаних у статті 3 Закону, а саме:

- пріоритетність вимог екологічної безпеки, обов'язковість дотримання екологічних стандартів, нормативів та лімітів (статті 43 та 44 Закону) 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-обґрунтоване 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 розділ VI Закону);

- гласність і демократизм при прийнятті рішень, реалізація яких впливає на стан навколишнього природного середовища, формування у населення екологічного світогляду;

- науково-обґрунтоване 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 з метою, 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 відповідні заходи 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 та, зокрема, охорону зникаючих видів, ендемічних видів та великих хижаків.

Розробляючи програми та політику просторового планування, особливу увагу, зокрема, слід звернути на:

- збереження та стале використання природних ресурсів;
- запобігання транскордонному впливу забруднення;
- інтегроване планування землекористування та оцінку впливу на довкілля.

Щодо розвитку енергетики, в Конвенції передбачено статтею 10 проводити політику, спрямовану на запровадження екологічно безпечних методів виробництва, розподілу та використання енергії, які зменшують негативний вплив на біорізноманіття та ландшафти, включаючи більш широке використання відновлюваних джерел енергії та енергозберігаючих технологій, коли це необхідно.

01 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 цієї Конвенції 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 [18]. Основні завдання ОВНС полягають у:

- 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 обраної 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 у міжнародному документі «Керівні принципи розвитку гідроенергетики», затвердженому 18-19 червня 2013 року в м. Сараєво (Боснія і Герцеговина) на зустрічі Міжнародної комісії із захисту річки Дунай. Ці принципи ґрунтуються на критеріях екологічної цінності території. Керуючись даним 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 [19].

Станом на 2020 рік Державний кадастр територій та об'єктів природно-заповідного фонду України містить понад 8 тисяч захищених ділянок місцевості загальною площею 4,3 мільйона га (6,6 % загальної площі країни), в тому числі 19 природних і 5 біосферних заповідників, 49 національних парків, 81 регіональний ландшафтний парк, 3441 пам'ятка природи, 3167 заказників, 600 ботанічних садів і пам'яток паркового мистецтва, 812 заповідних урочищ [20]. 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 [21]. Результати його оцінки на початок 2000-х років висвітлено в [22]. За останні роки суттєво змінилась нормативно-правова база малої гідроенергетики України в природоохоронній та енергетичній сферах [23]. Згідно з положеннями ДСТУ 7501:2014 [1] поняття гідроенергетичного потенціалу формулюється наступним чином:

- **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 [24, 25]:

- 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 випадку 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 складає всього 3 м при довжині у 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 складає 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 складає близько 745 км, а перепад висот – всього 76 м. Середні витрати води річки більш ніж 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 наступне 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 в залежності від типу конструкції ГЕС (гребельна, дериваційна) відповідає потужності станції в межах 50 кВт-10 МВт.

Кожна річка також аналізувалась на відповідність вимог екологічно-правової бази стосовно будівництва малої ГЕС [26]. 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 [27]. На деяких річках виключенню підлягали лише певні ділянки. За приклад, на річці Стрий біля смт Верхнє Синьовиднє 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 -ій ділянці річки здійснювалося за результатами спостережень на пунктах вимірювань або з використанням модуля стоку і відповідної водозбірної поверхні [28, 29, 30]. Для розрахунку перепаду висот вертикального профілю (рис. 5.4) і площі водозбірної поверхні ділянки річки застосовувалися сучасні методи інженерної гідрології та комп'ютерних технологій на основі цифрових топографічних карт (рис. 5.5), які отримані шляхом аерокосмічного зондування земної поверхні [31].

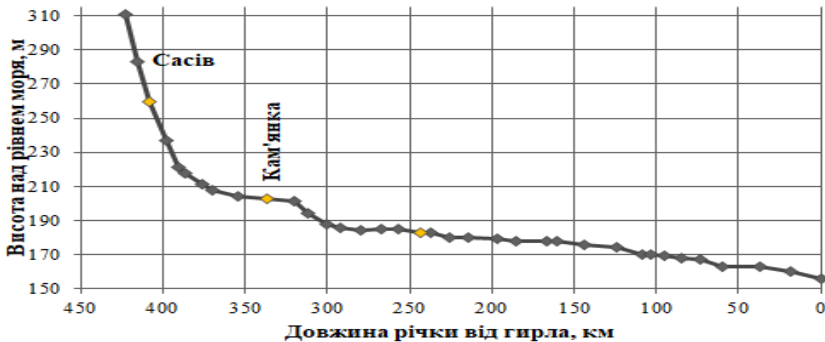


Рис. 5.4. Приклад побудови профілю малої річки

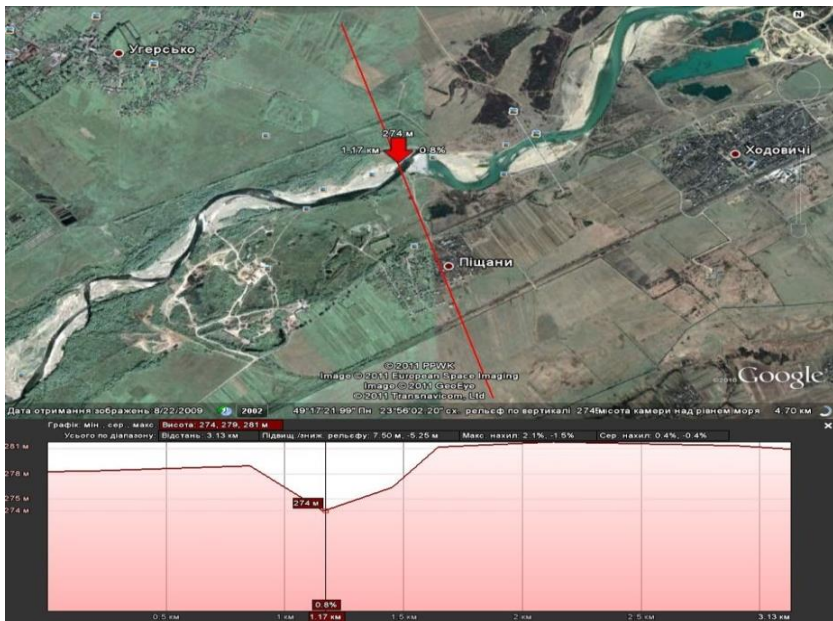


Рис. 5.5. Зразок побудови поперечного профілю рельєфу в площині, перпендикулярній течії малої річки

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 [25, 31], 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 6 гідрологічних зон (рис. 5.6) згідно з рекомендаціями [32].



Рис. 5.6. Розподіл території країни на гідрологічні зони

Для кожної гідрологічної зони розраховувався природний потенціал стоку (E_{np}) всіх малих річок відповідно до виразу [33]:

$$E_{np} = gT\eta \sum_{j=1}^M \left[k_{ej} \cdot k_{Hj} \cdot H_j \int_{Q_{jmin}}^{Q_{jmax}} \left(\frac{1}{L_j} \int_{l_{jn}}^{l_{jk}} Q'_j dl_j \right) f(Q'_j) dQ'_j \right], \quad (5.1)$$

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 -ій ділянці річки, m^3/c ; $f(Q'_j)$ – диференційна щільність річного імовірнісного розподілу витрат води; l_{jn} , l_{jk} – значення координати початку та кінця j -ої 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 врахуванням 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 років [34], та була доповнена довідниковими даними за ред. академіка А.В. Яценка [35]. Загальна кількість гідрологічних пунктів дорівнювала 320, а кількість досліджуваних річок складала 166 одиниць.

Проведені за даним методом розрахункові дослідження технічного потенціалу гідроенергетичних ресурсів малих річок на всій території країни дозволили визначити його значення на рівні 1270 млн кВт·год/рік (375 МВт встановленої потужності малих ГЕС). Розподіл потенціалу за гідрологічними зонами зображено на рис. 5.7.

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 складає 7 %.



Рис. 5.7. 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 на рис. 5.8.

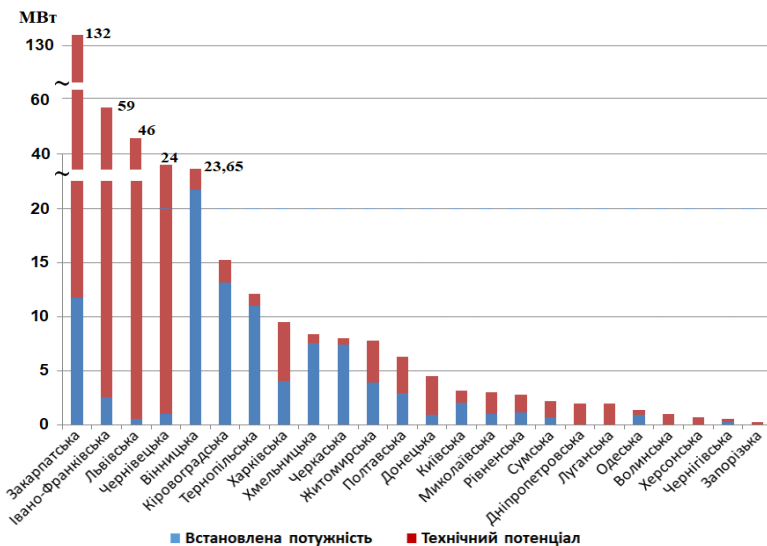


Рис. 5.8. Розподіл технічного потенціалу та освоєння гідроенергетичних ресурсів малих річок за адміністративно-територіальним устроєм країни

Для ряду областей, зокрема Вінницької, Кіровоградської, Тернопільської, Хмельницької, Тернопільської, Одеської та Чернігівської, технічний потенціал гідроенергетичних ресурсів малих річок практично освоєний, 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 полягають в наступному:

- першочергове відновлення малих гідроелектростанцій з гідроспорудами, що збереглися;
- реконструкцію 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;
- типізацію проектних рішень для нових малих ГЕС, що дозволить максимально використовувати однотипне обладнання та зменшити капіталовкладення при спорудженні.

Доцільно зазначити велике значення будівництва малих ГЕС на р. Тиса, верхньому Дністрі і їх притоках, що володіють найбільшим неосвоєним потенціалом гідроресурсів. У той же час, цей регіон має низьку питому вагу споживання власного енерговиробництва, що змушує передавати сюди зі значними втратами електроенергію від забруднюючих середовище вугільних ТЕС. Крім того, будівництво цих ГЕС могло б сприяти вирішенню проблеми протиповеневого захисту територій. Так, згідно документу «Схема комплексного використання водних ресурсів р. Тиси» (Укргідропроект, 1993 р.) при будівництві гідроелектростанцій може бути захищено 28 населених пунктів (включаючи Берегове, Хуст, Тячів і ін.), а також більше 5400 га прилеглих територій і сільгоспугідь.

Довгострокові переваги спорудження та експлуатації малих ГЕС полягають в наступному:

- 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 більш повної 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 р. та №2003/54/ЄС від 26.06.2003 р., 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 державної 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 недержавними 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 буде ініціювати зміни цінової політики на міжнародних ринках товарів в сфері дії Світової організації торгівлі (появи податку на емісію) та розробки більш ефективних механізмів залучення інвестицій в рамках «імпорту квот» як внутрішніх, так і зовнішніх, а також розвитку масових та більш доступних проєктів «спільного впровадження». Мала гідроенергетика є привабливою для використання даних механізмів, але відсутність відповідної нормативної бази обмежує можливості участі в міжнародних процесах, пов'язаних з їх реалізацією.

У багатьох країнах розвиненого світу малі гідроелектростанції та інші види відновлюваних джерел почали впроваджуватись за рахунок фінансової

підтримки екологічно брудних підприємств, реконструкції яких не призводять 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 даний момент в особі державного підприємства «Гарантований покупець») за «зеленим» тарифом. «Зелений» тариф для малих ГЕС встановлено до 2030 року. Його розмір встановлюється Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) та залежить від встановленої потужності станції і 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. Найбільшу зацікавленість проявили державні обласні адміністрації Карпатського регіону у складі Закарпатської, Чернівецької, Івано-Франківської та Львівської областей. У цілому в Закарпатському регіоні було передбачено будівництво та відновлення малих ГЕС у кількості 360 станцій. 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 створено велика кількість водосховищ. Деякі з них частково або повністю не використовуються, у зв'язку з відсутністю 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 зменшують вплив на довкілля.

Висновки

Гідроелектростанції отримали розповсюдження в усьому світі. Їх ефективність підтверджена значним досвідом проєктування, спорудження і експлуатації. Сектор малої гідроенергетики відіграє важливу роль у підвищенні енергоефективності країни за рахунок використання енергії із відновлюваних та альтернативних джерел. Станом на кінець 2019 року в Україні діють близько 170 малих ГЕС із загальною встановленою потужністю 105 МВт.

Соціально-екологічні вимоги докладно наведені у багатьох вітчизняних законах і програмах з охорони, збереження та розумного використання природних ресурсів, а також у міжнародних договорах, конвенціях і протоколах до них, які були враховані при проведенні наукових досліджень технічного гідроенергетичного потенціалу малих річок України. Розрахункові дослідження базувались на наявній легітимній гідрологічній інформації та основних теоретичних положеннях гідроенергетики із застосуванням імовірного розподілу витрат стоку для урахування обмежень на використання води для виробництва електроенергії. Визначення вертикального профілю та площі басейну річки здійснювалось методами цифрової картографії.

Технічний потенціал малих річок знаходиться на рівні 1270 млн кВт·год/рік (375 МВт встановленої потужності малих ГЕС), у тому числі і освоєний потенціал. Найбільший технічний потенціал зосереджений в Карпатському регіоні (76 %). Для ряду областей, зокрема Вінницької, Кіровоградської, Тернопільської, Хмельницької, Тернопільської, Одеської та Чернігівської, технічний потенціал малих річок практично освоєний, тому суттєве збільшення встановленої потужності малих ГЕС на цих територіях

малоймовірне. Перспективними територіями для спорудження нових малих ГЕС можна вважати Закарпатську, Івано-Франківську, Львівську та Чернівецьку області.

За умови впорядкування тарифної політики, законодавчо-нормативної бази щодо оренди та приватизації малих гідроелектростанцій з метою 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. Особливу увагу необхідно приділити проєктам, які спрямовані на утилізацію потенціалу існуючих технічних систем водопостачання і водовідведення.

Перелік посилань

1. ДСТУ 7501:2014. Гідроенергетика. Гідроелектростанції малі. Терміни та визначення понять / А. Бриль; П. Васько, Ю. Віхорєв, А. Мороз; П. Соловийов. – Київ: ДП «УкрНДНЦ» – 2018. – 26 с.
2. Renewable Capacity Statistics 2017 // International Renewable Energy Agency, 2017. [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <https://www.irena.org/publications/2017/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2017>.
3. Електронна версія Національного атласу України / Інститут географії НАНУ, ТОВ "Інтелектуальні Системи ГЕО", українське відділення Світового центру даних при КІП [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <http://wdc.org.ua/atlas/default.html>.
4. Проскура Г.Ф., Дидковский М.М. Использование водных ресурсов в условиях УССР / Изд-во АН УССР, 1948. – 72 с.
5. Медведев С.Р. Строительство гидравлических электростанций на малых реках и энергоснабжение сельских потребителей / К., 1946. – 31 с.
6. Гаврилюк Р.Б., Веремейчик Г.К. та ін. Гідроенергетичний потенціал річок України: розвінчання міфів: аналітичний документ // Видавництво «Фенікс», 2018 – 32 с.
7. Valery Golovnya Восстановленная Лоташевская ГЭС Гавриляк / Valery Golovnya // Panoramio. [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <http://www.panoramio.com/photo/35669678>.
8. Закон України № 575/97-ВР від 16.10.1997 «Про електроенергетику» / Верховна Рада України, 1998. [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/575/97-%D0%B2%D1%80>.
9. Закон України № 555-IV від 11.06.2017 «Про альтернативні джерела енергії» / Верховна Рада України, 2017. [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/555-15>.
10. Рамкова конвенція про охорону та сталий розвиток Карпат / Кабінет міністрів України // Офіційний вісник України. – 2007. – № 3. – С. 27.

11. Протокол до Рамкової конвенції про збереження і стале використання біологічного та ландшафтного різноманіття / Верховна Рада України // Офіційний вісник України. – 2009. - № 73. – С. 9.
12. Бернська конвенція / Верховна Рада України // Офіційний вісник України. – 2007. - № 75. – С. 173.
13. Європейська ландшафтна конвенція / Верховна Рада України // Офіційний вісник України. – 2006. - № 37. – С. 133.
14. Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища» / Верховна Рада України [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/про%20охорону%20навколишнього%20природного%20середовища>.
15. Водний кодекс України / Верховна Рада України [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/водний%20кодекс%20україни>.
16. Земельний кодекс України / Верховна Рада України [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/земельний%20кодекс%20україни>.
17. Лісовий кодекс України / Верховна Рада України [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/3852-12>.
18. 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).
19. Мороз А. В. Природоохоронні аспекти розвитку малої гідроенергетики в Карпатському регіоні / А. В. Мороз // Відновлювана енергетика. – 2012. – № 4. – С. 63-69.
20. Territories and objects of nature reserve fund of Ukraine. 2018. [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <http://pzf.menr.gov.ua/пзф-україни/території-та-об'єкти-пзф-україни.html>. (in Ukr.).
21. Мороз А.В. Аналіз розрахункових досліджень гідроенергетичних ресурсів малих річок України / А. В. Мороз // Відновлювана енергетика. – 2014. – № 1. – С. 70-75.
22. Васько П.Ф. Сучасний стан, потенційні можливості та передумови подальшого розвитку малої гідроенергетики в Україні // Відновлювана енергетика. 2006. № 1. С. 60-65.
23. Васько П.Ф., Мороз А.В. Законодательные стимулы и природоохранные ограничения использования гидроэнергетических ресурсов малых рек Украины // Альтернативная энергетика и экология. – 2014. – № 15. – С. 82-92.
24. 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.
25. Васько П.Ф., Ібрагімова М.Р. Энергетическая эффективность малой гидроэлектростанции при экологических ограничениях на

использование стока воды реки для производства электроэнергии // Альтернативная энергетика и экология. – 2017 – № 04–06 (216–218). – С. 103–115. (ISSN 1608 – 8298).

26. Про оцінку впливу на довкілля: Закон України № 2059-VIII від 23.05.2017. Офіційний вісник України. 2017. № 50. С. 5. Відомості Верховної Ради (ВВР), № 29. – 2017. 315 с. [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2059-19>.

27. Красная книга Украины. [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <http://redbook-ua.org/ru/>.

28. Гидрологические основы гидроэнергетики / А.Ш. Резниковский, М.А. Великанов, С.Г. Костина [и др.]. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 260 с.

29. Малинин Н.К. Теоретические основы гидроэнергетики: Учебник для вузов по специальности «Гидроэлектростанции» / Н.К. Малинин. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.

30. Гідрологічні розрахунки для річок України (при відсутності спостережень) / П.Ф. Вишневський, Н.Й. Дрозд, Й.А. Железняк, 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.

31. Василько П.Ф., Бриль А.О., Мороз А.В., Озорин Д.Ф. Расчёт теоретического значения гидроэнергетического потенциала малых рек с учётом обеспеченности стока воды // Альтернативная энергетика и экология (ISJAEE). – 2012. – № 7. – С. 126–132. (ISSN 1608 – 8298).

32. Клименко В.Г. Гідрологія України: Навчальний посібник для студентів географів / В.Г. Клименко. – Харків: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2010. – 124 с.

33. Мороз А.В. Математична імовірнісна модель визначення технічного потенціалу малих річок / А.В. Мороз // Відновлювана енергетика. – 2017. – № 2. – С. 75–84.

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.

РОЗДІЛ 6. ГЕОТЕРМАЛЬНА ЕНЕРГІЯ

6.1. Основна термінологія та законодавчо-нормативна база геотермальної енергетики України

Геотермальні ресурси становлять ту частину тепловмісту твердої, рідкої та газоподібної фаз земної кори, яка може бути вилучена з надр Землі та використана при сучасному рівні розвитку геотермальної технології.

Геотермальні ресурси підрозділяються на:

- субгеотермальні, які пов'язані з теплою підземних водоносних горизонтів і ненасичених водою верхніх шарів Землі до глибини 500 м. Це низькоентальпійна теплова енергія, яка використовується за допомогою теплонасосних установок;

- гідротермальні – теплота глибинних підземних термальних вод у вигляді геотермального теплоносія. Під геотермальним теплоносієм розуміється підземна вода, пара, природний газ та інші хімічні речовини чи їхня суміш, що добуваються із надр Землі та використовуються за допомогою тепло- і електрогенеруючих установок;

- петротермальні – теплота перегрітих сухих гірських порід, яка використовується за допомогою свердловинних теплообмінників або шляхом створення штучних підземних проникних колекторів;

- до геотермальних ресурсів також відноситься скидна теплота від відновлюваних джерел енергії, енергетичних установок на традиційному паливі та промислових підприємств, яка акумулюється у верхніх шарах Землі і використовується з енергетичною метою.

Кожен з видів геотермальних ресурсів має свої умови формування, енергетичний потенціал, технологічні особливості видобутку і освоєння.

Супутній продукт – це речовина, яка добувається разом з геотермальним природним теплоносієм та використовується в якості палива (вільний та розчинений газ), мінеральної і хімічної сировини (хімічні, мінеральні елементи та їх 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. Особливістю цього виду ресурсів є освоєння його за місцем видобутку, оскільки під час транспортування на великі відстані геотермальний теплоносієй 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 енергетикою країни. Тому порядок

використання геотермальних ресурсів регламентується такими основними офіційними документами:

- Кодекс України «Про надра» від 27.07.94 № 132/94-ВР;
- Водний Кодекс України № 213/95-ВР (поточна редакція від 07.06.20);
- Закон України «Про ліцензування видів господарської діяльності» від 02.03.15 №222-VIII;
- Закон України «Про альтернативні джерела енергії» № 555-IV (поточна редакція від 09.08.19);
- ДСТУ 7498:2014 «Геотермальна енергетика. Терміни та визначення понять», Київ ДП «УкрНДНЦ», 2019;
- ДСТУ 7955:2015 «Геотермальна енергетика. Станції теплові геотермальні. Загальні технічні вимоги», Київ ДП «УкрНДНЦ», 2016;
- ДСТУ 8300:2015 «Геотермальна енергетика. Станції електричні геотермальні. Загальні технічні вимоги», Київ ДП «УкрНДНЦ», 2016;
- Наказ № 182 Міністерства охорони навколишнього природного середовища від 07.06.2007 «Про затвердження Інструкції із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до родовищ теплоенергетичних підземних вод».

6.2. Гідротермальні ресурси

На сьогодні із усіх існуючих видів геотермальних ресурсів цей вид має найбільш розвинені і випробувані часом технології видобутку і використання. Незаперечними перевагами гідротермальних технологій є достатньо широке поширення ресурсів і практична їх невичерпність при умові 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) із 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 в 1904 році на хімічному підприємстві вперше в світі за рахунок геотермальної енергії запрацював експериментальний генератор потужністю 10 кВт [1].

З того часу геотермальна енергетика зайняла своє місце серед відновлюваних галузей енергетики. За даними [2], теоретичний світовий потенціал геотермальної енергії найбільший серед відновлюваних джерел

енергії і 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.

На початку 2020 року сумарна встановлена потужність геотермальних електростанцій (ГеоЕС) у світі досягла позначки майже 16 ГВт, а виробництво геотермальної електричної енергії відповідає 95 ТВт·год/рік [3]. Тобто сьогодні частка електроенергії, що одержується в світі за допомогою геотермальних ресурсів, дуже мала і складає приблизно 0,5 % загального обсягу виробництва. Але в той час, коли атомна і вугільна енергетики скорочують свої обсяги виробництва в зв'язку з прийняттям багатьма країнами відповідних державних програм, геотермальна енергетика стабільно нарощує темпи зростання.

Тенденції зростання сумарної встановленої потужності геотермальних електричних станцій в світі за останнє десятиліття ілюструє рис. 6.1. [3].

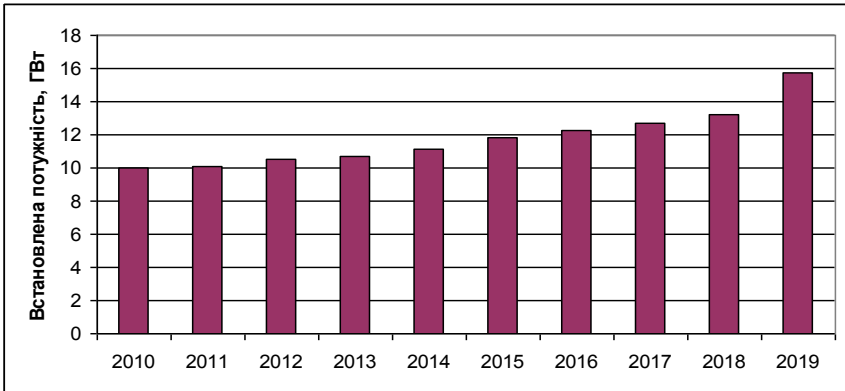


Рис. 6.1. Зростання сумарної встановленої потужності ГеоЕС у світі за період з 2010 по 2019 рік

Слід зазначити, що, згідно із звітом Європейської ради з питань геотермальної енергетики (EGEC), на кінець 2019 року в Європі налічується 130 діючих геотермальних електростанцій, 36 проєктів перебувають на стадії розробки і 124 проєкти на стадії планування і підготовки. Загальна потужність, що може бути додана в найближчі роки, оцінюється в 3,3 ГВт. EGEC прогнозує, що кількість діючих електростанцій в Європі з базовим навантаженням може подвоїтися в наступні 5-8 років.

Згідно прогнозів Всесвітнього геотермального конгресу на 2025 рік встановлена потужність ГеоЕС у світі становитиме майже 19,4 ГВт, тобто збільшиться на 21 % [3].

Лідерами виробництва геотермальної електричної енергії є США, Індонезія, Філіппіни, Туреччина, Нова Зеландія, Мексика, Кенія, Італія, Ісландія та Японія. Однак найбільший приріст геотермальних електричних

потужностей спостерігається в Туреччині, Індонезії і Кенії, які сумарно додали три чверті нових установок, що були введені в експлуатацію протягом 2019 року (рис. 6.2.).

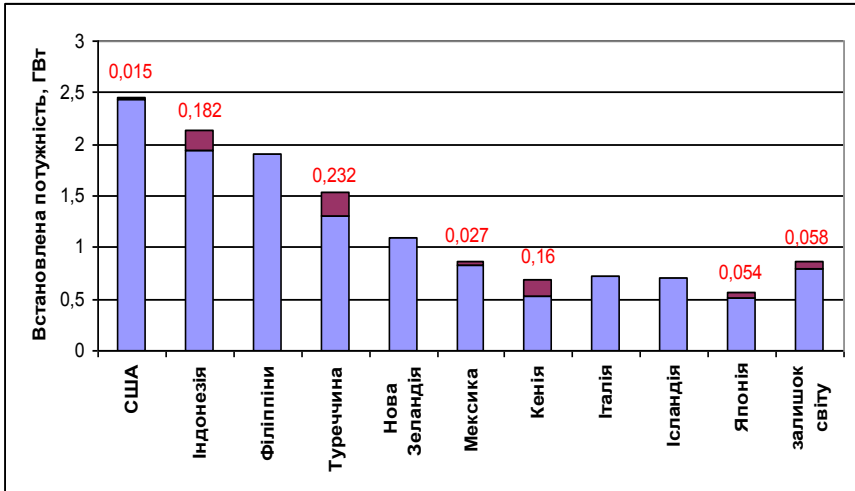


Рис. 6.2. Приріст встановлених потужностей ГеоЕС країн світу за 2018-2019 роки

Провідними країнами з виробництва геотермальної теплової енергії у світі в 2019 році були Китай, Туреччина, Ісландія та Японія, які забезпечили 75 % глобального використання геотермального тепла. Найбільший розвиток як у виробництві, так і у споживанні геотермального тепла продемонстрував Китай (47 %), де щорічний приріст виробництва геотермальної теплоти перевищує 20 %.

На рис. 6.3. наведено дані, що демонструють приріст геотермальних встановлених потужностей та обсяги виробництва геотермальної теплової енергії у світі за період з 1995 по 2020 роки. Протягом 2019 року обсяги використання геотермальної теплової енергії зросло приблизно на 25·ГВт·год і сумарно перевищили 280 ГВт·год/рік. Встановлена теплова геотермальна потужність на початок 2020 року склала 107,7 ГВт [4].

На рис. 6.4 наведено структуру споживання геотермальної теплової енергії у світі без урахування теплонасосних технологій. Аналіз даних щодо споживання геотермальних ресурсів свідчить, що спостерігається ріст попиту на низько- і середньоентальпійні геотермальні ресурси. Причому вперше обсяги споживання геотермального тепла з метою холодо- і теплопостачання перевищили використання з бальнеологічною метою (бані, басейни, ванні, аквапарки, тощо) [4].



Рис. 6.3. Розвиток геотермальних теплових потужностей і обсягів виробництва теплової енергії в світі за період з 1995 по 2020 роки

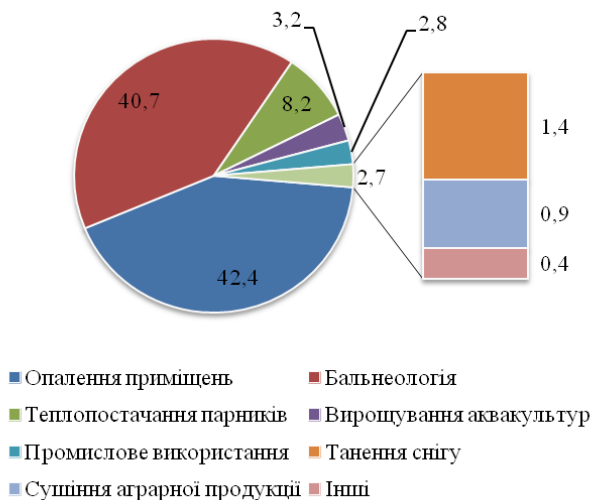


Рис. 6.4. Структура споживання геотермальної теплової енергії

В Україні гідротермальні ресурси насамперед використовуються з рекреаційною та бальнеологічною метою. Численні геотермальні басейни, лазні і ванни створені в Закарпатській, Херсонській та Львівській областях (рис. 6.5).



Рис. 6.5. Використання геотермальних ресурсів на базі санаторію «Косино»

Пік геотермальної теплофікації в нашій країні припав на кінець 80-х початок 90-х років минулого століття, коли було збудовано 15 експериментальних систем теплопостачання на базі ГЦС з сумарною встановленою потужністю 19,5 МВт (таблиця 6.1) [16]. Перша на території колишнього СРСР ГЦС була збудована у 1986 р. в с. Ільїнка Сакського р-ну АР Крим.

Таблиця 6.1. Експериментальні геотермальні установки на базі ГЦС

Населений пункт, номер свердловини	Q само- виливу, м ³ /доб.	Глибина свердловини, м	T, °C на гирлі/ в пластових умовах
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

Продовження таблиці 6.1

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

Більшість існуючих ГЦС знаходяться в АР Крим і призначені для теплопостачання комунально-побутової сфери, адміністративних споруд та парникових господарств. Деякі елементи ГЦС на прикладі Медведівської станції показано на рис. 6.6-6.8.

Геотермальні родовища найчастіше приурочені до нафтогазових провінцій, які завжди характеризуються високим геотермічним фоном (геотермічний градієнт вище 3 °С/100м) і знаходяться 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 у теплофікації або генерації електричної енергії.



Рис. 6.6. Мережевий насос та насос для підживлення

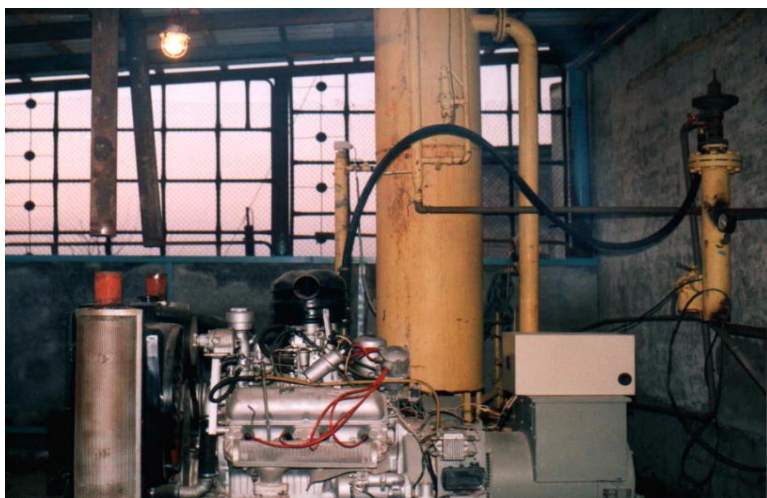


Рис. 6.7. Газо-поршневий двигун з електрогенератором та газовий сепаратор



Рис. 6.8. Пластинчастий теплообмінник

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 і переробки за умовами раціонального використання сучасної техніки і 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 у цілому. 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. Усі об'єкти – це вироблені або непродуктивні на газ та нафту свердловини. На теперішній час база налічує більш ніж 600 об'єктів і охоплює 12 адміністративних областей України.

На рис. 6.9. і рис. 6.10 наведено розподіл глибин залягання і пластових температур у геотермальних об'єктах з електронної бази даних. Робота над поповненням бази даних продовжується.



Рис. 6.9. Розподіл глибин залягання продуктивних горизонтів у геотермальних об'єктах з електронної бази даних



Рис. 6.10. 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 і умов для його збереження.

Загальна потужність внутрішньої земної теплогенерації оцінюється через інтегральний тепловий потік до земної поверхні в кількості 32 ТВт [5]. Проте глибинний тепловий потік поширюється до поверхні землі нерівномірно: там де на поверхню Землі виходять стародавні структури, що складаються із щільних метаморфізованих порід, величини теплового потоку найменші (22...60 мВт/м²). Навпаки, в межах молодих структур, що знаходяться на ранніх стадіях формування, глибинний тепловий потік найбільший (200...300 мВт/м²). Вогнища магматизму і 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 більш високими значеннями теплоємності і більш придатні 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 слабко проводять тепло, насамперед глинами і їх різновидами.

Україна відноситься 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. 6.11. наведено карту розподілу перспективних геотермальних районів України [6].

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 градієнту (до 7-8,4 °C/100 м), і, як наслідок, незначні глибини залягання термоводоносних горизонтів.

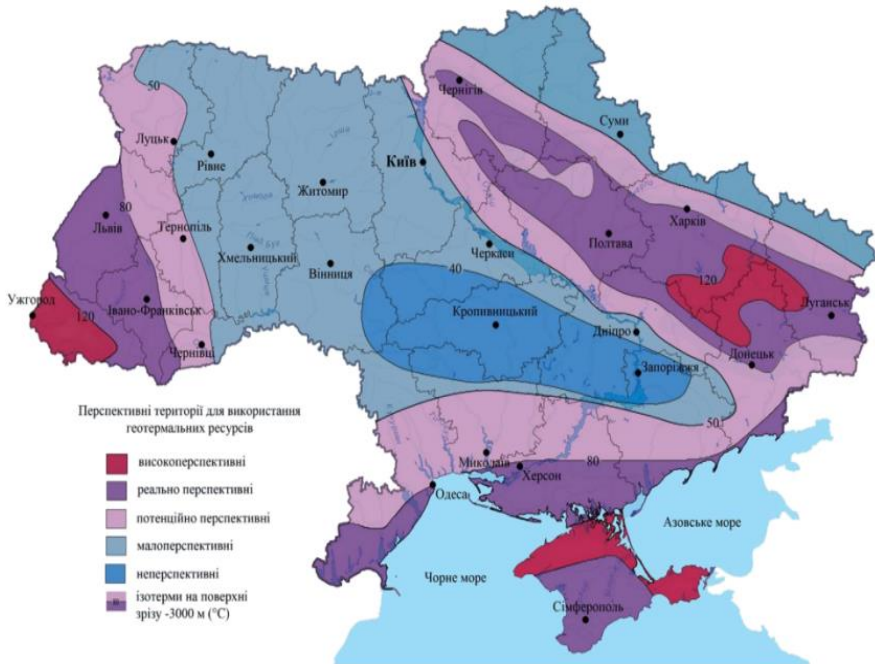


Рис. 6.11. Карта розташування перспективних гідротермальних територій України

Інший тип геотермальних родовищ формується в межах Дніпровсько-Донецької западини. Основою структури є дуже великий грабен, тобто тектонічне порушення, яке сформувалось за рахунок опускання земної кори уздовж крупних глибинних розломів. Глибина опускання досягає 20 км. Западина заповнена потужною товщю 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 більш 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 щодо 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. Таким чином, газові і газоконденсатні родовища у 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 та 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 – у Закарпатському прогині та вздовж узбережжя Чорного моря. Найбільш широко представлені температури 90-130 °С (на схилах Українського Щита, в межах Волино-Подільській плити, у Дніпровсько-Донецькій западині, на схилі Воронезького масиву) та 130-190 °С (в Карпатах, Криму, на Чорноморсько-Азовському шельфі, у 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 змідряти 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 слабо досліджені райони.

Результати оцінки потенціалу геотермальних ресурсів деякими спеціалізованими організаціями представлено в таблиці 6.2.

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 [6].

Електричний потенціал геотермальних джерел енергії розраховувався на базі розрахункового теплового потенціалу. В областях, де існують гідротермальні родовища (пластові водоносні горизонти), приймалося що використовується бінарний органічний цикл Ренкіна (ORC), середнє значення ККД для якого приймалося рівним 8 %.

Таблиця 6.2 Результати оцінки потенціалу геотермальних ресурсів деякими спеціалізованими організаціями

Назва організації	Потенціал	Регіон
Центральна тематична експедиція Міністерства геології [7]	27326 тис. м³/доб., 456 млн Гкал/рік,	Закарпатський та Причорноморський (півострів Крим і південь Херсонської області)
ПГО «Кримгеологія» [8]	34 млн м³/доб., 391 млн Гкал/рік	Рівнинний Крим, північне і західне Причорномор'я та Керченський півострів
Інститут геологічних наук НАНУ [9]	$3,3 \cdot 10^{22}$ Дж; $1,12 \cdot 10^{12}$ т у.п.	Територія України до глибини 3 км
Інститут геофізики НАНУ [10]	0,56 трл т н.е.	Територія України в інтервалі глибин 5,5...6 км

Для областей, де не виявлено гідротермальних родовищ, передбачалось, що використання геотермальних ресурсів здійснюється окремими свердловинами із застосуванням технології «труба у трубі». При цьому електроенергія отримується за допомогою теплогенератора, електричний ККД якого прийнятий 4 %.

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 геоциркуляційних систем (ГЦС) визначався за формулою[11]:

$$Q = k_{\tau} \cdot h \cdot S (t_m - t_b) \cdot \tau + S \cdot h \cdot C_n (1 - n) (t_n - t_b) + S \cdot h \cdot C_b \cdot n \cdot (t_n - t_b); \quad (5.1)$$

де Q – тепловий потенціал родовища, Дж; k_{τ} – коефіцієнт нестационарного теплообміну, $\frac{\text{Дж}}{\text{м}^3 \text{К}}$; S – площа родовища, м²; t_m – температура гірського

масиву, що оточує продуктивний пласт, °C; t_n – температура продуктивного пласта, °C; t_b – температура природного теплоносія, °C; τ – термін експлуатації, діб; 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_b – 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 біля 5,6 млрд м³ природного газу (рис. 6.12, 6.13 та таблиця 6.3.) [6].

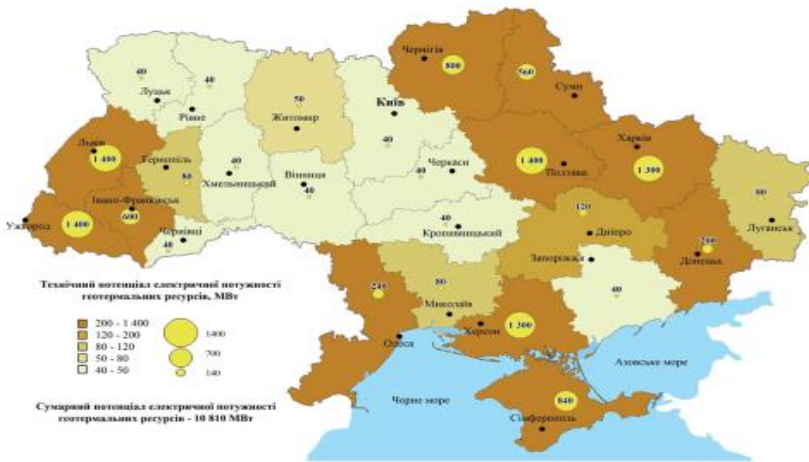


Рис. 6.12. Технічний потенціал електричної потужності геотермальних ресурсів України



Рис. 6.13. Технічний потенціал виробітку електроенергії геотермальних ресурсів України

Таблиця 6.3. Потенціал геотермальної енергії України[6]

№ з/п	Область	Потенціал електричної потужності, МВт	Потенціал виробітку, млн кВт·год/рік
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	10424
8	Запорізька	40	298
9	Івано-Франківська	600	4468
10	Київська	40	298
11	Кіровоградська	40	298
12	Луганська	80	596
13	Львівська	1400	10424
14	Миколаївська	80	596
15	Одеська	240	1787
16	Полтавська	1400	10424
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		10810	80494

6.2.4. Технології геотермальної енергетики

Технологічні способи та параметри вилучення і перетворення теплоти надр у електричну енергію суттєво 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 та технології освоєння окремих класів геотермальних ресурсів ілюструє таблиця 6.4 [12].

Таблиця 6.4. 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 °C – 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 та промислове теплопостачання) та виробництво електроенергії з використанням бінарних циклів

Для перетворення теплової енергії геотермального теплоносія в електричну енергію застосовують паротурбінні цикли. При цьому для 1-го класу геотермальних ресурсів в якості робочого тіла використовують суху перегріту пару (технологія «dry steam»), для 2-го класу – насичену вологу пару з одно-, двох- або трьохкратним 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.

У якості робочого тіла 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.

Основні переваги двоконтурних (бінарних) циклів перед одноконтурними полягають у наступному:

- більш повно використовується теплота флюїду;
- можливе використання геотермальних теплоносіїв із відносно низькою температурою (80 - 130 °C); поширення родовищ яких у природі є значно більшим;

- виключається попадання агресивних компонентів геотермальних флюїдів у паросиловий цикл, що забезпечує тривалу експлуатацію його обладнання (турбіна, конденсатор тощо);
- виключається попадання 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.

Разом з тим, 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 12639 МВт, з них 326 одноконтурних та 286 бінарних (таблиця 6.5.) [12].

Таблиця 6.5. 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 flesh)	68	2544	37
З прямим використанням пари (dry steam)	63	2863	45
З адіабатним розширенням (flesh)	167	5079	30
З потрійним адіабатним розширенням (triple flesh)	2	182	91
Разом:	612	12639	21

Принцип дії та основні теплові схеми геотермальних електростанцій представлено нижче.

Схема ГеоЕС з прямим використанням пари показана на рис. 6.14 [13].

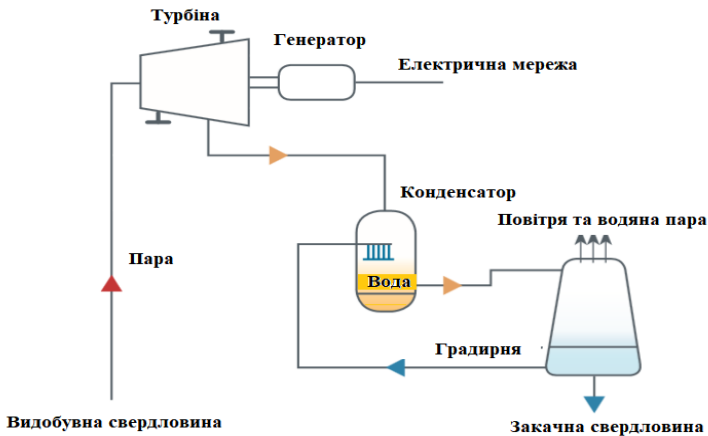


Рис. 6.14. Принципова схема ГеоЕС на сухій парі з конденсатором змішувального типу

Суха пара із свердловини після очищення в сепараторі подається безпосередньо в турбіну, звідки в конденсатор змішувального типу. Частина охолодженого конденсату використовується для конденсації пари, інша частина закачується у 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»). Цей тип станцій використовує пару з температурою вище 150 °С і ступенем вологості менш ніж 0,005 % для запобігання утворення накипу або вологій 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 найбільш розповсюджені сьогодні. Використовуються в тих випадках, коли в геотермальному флюїді переважає вода

Від установок з прямим використанням пари їх відрізняє те, що пара одержується внаслідок попереднього адіабатного розширення вихідної пароводяної суміші або рідини геотермального флюїду у сепараторі миттєвого скипання («Flash»). Одержана пара спрямовується у турбіну, після її проходження конденсується і у рідкому вигляді закачується у пласт. Охолоджена рідина флюїду відводиться з сепаратора і закачується у пласт разом з конденсатом пари (рис. 6.15.) [13].

У разі багатоступеневого, зокрема двоступеневого розширення (рис. 6.16.) частково охолоджена рідина геотермального флюїду послідовно подається у сепаратори другого та третього ступеню (при їх наявності), де внаслідок адіабатного розширення генерується пара, відповідно, середнього

та низького тисків. Утворені потоки пари подаються у відповідні відсіки проточної частин турбіни [13].

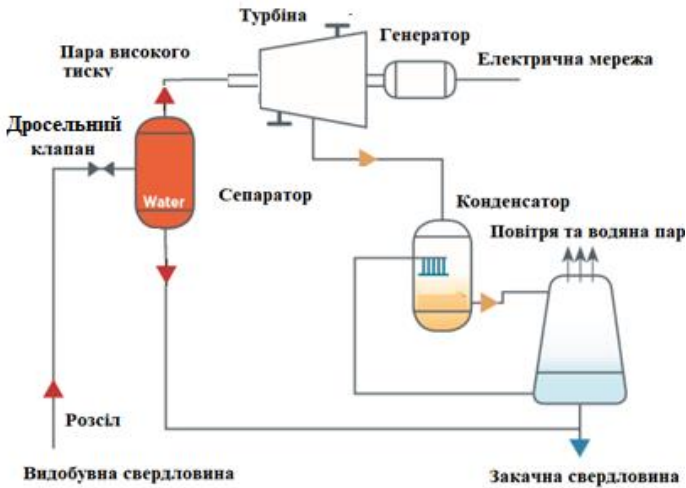


Рис. 6.15. Принципова схема ГеоЕС з одноступеневим розширенням

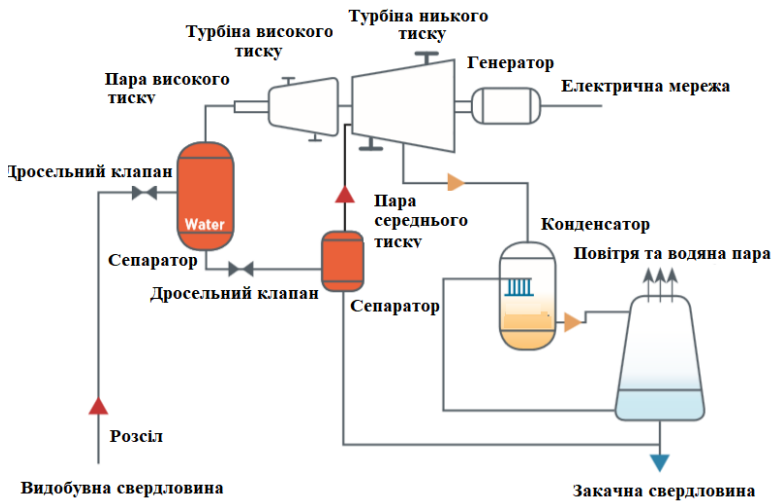


Рис. 6.16. Принципова схема ГеоЕС з двохступеневим розширенням

Наявність додаткового розширення ускладнює схему через необхідність двох паровпусків у 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 °С та вище. Одинична потужність установок одноступеневого розширення змінюється на практиці у межах 0,2-80 МВт, двоступеневого – 2-110 МВт, трьохступеневого – 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. 6.17.) [13].

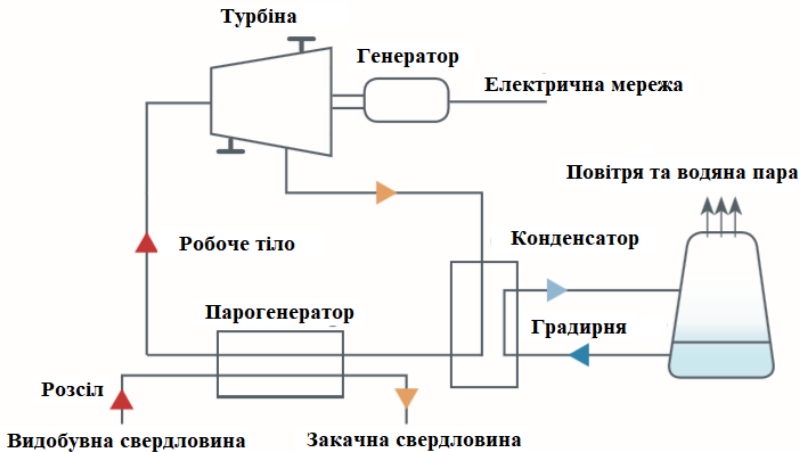


Рис. 6.17. Принципова схема двоконтурної (бінарної) ГеоЕС на органічному робочому тілі. [13]

У якості робочих тіл паротурбінних циклів використовують низькокиплячі вуглеводневі сполуки або розчин аміаку у воді.

У першому випадку реалізується паротурбінний цикл Ренкіна на органічному робочому тілі (рис. 6.17.).

У другому випадку реалізується водо-аміачний цикл Каліни, який характеризується змінною температурою випаровування та конденсації робочого тіла (рис. 6.18.).

Робота бінарної ГеоЕС органічного циклу Ренкіна відбувається наступним чином (рис. 6.17.). 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 і потрапляє у конденсатор, де переходить у рідинний стан за рахунок охолодження циркуляційною водою, яка, у свою чергу, віддає теплоту охолодження у 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 незначно перегрітій парі, серед яких розрізняють традиційний цикл (рис. 6.18, а) та рекуперативний цикл (рис. 6.18 б) [14].

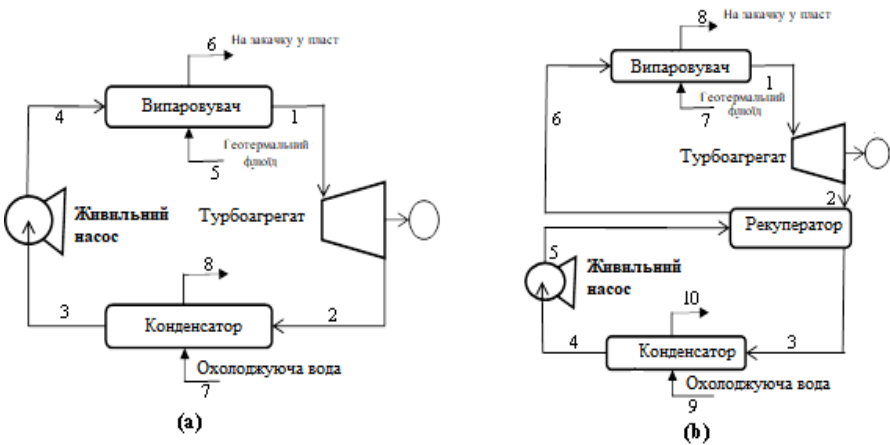


Рис. 6.18. Принципові теплові схеми бінарних ГеоЕС на органічному робочому тілі

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 у турбіні закінчується поблизу кривої насичення за тиском в конденсаторі (рис. 6.19, а) [15].

Рекуперативний цикл застосовують звичайно до робочих тіл із навислою кривою рівноваги (такі робочі тіла відносять до категорії «сухих»), для яких процес розширення у турбіні закінчується в області перегрітої пари (рис. 6.19, б) [15]. Рекуперация дозволяє повернути у цикл частини теплоти перегріву, збільшуючи термічний ККД циклу.

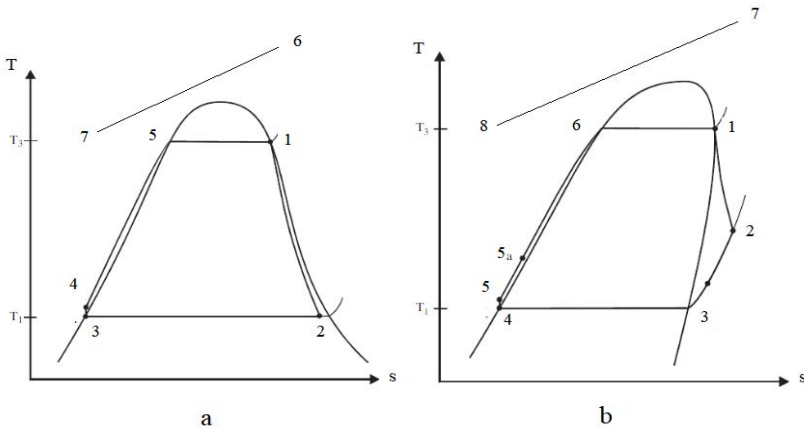


Рис. 6.19. Докритичні термодинамічні цикли бінарної ГеоЕС з ОРС на насиченій парі у T-s діаграмі. а – робочі тіла із дзвоноподібною кривою рівноважного стану; б – робочі тіла із нависаючою кривою рівноважного стану

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 у діапазоні 100-170 °С, хоча вони працездатні як за більш низьких, так і за більш високих температур. Наприклад, у США (штат Аляска, курортне містечко Chena Hot Springs) 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 °С-253 °С.

Окрім прямого використання бінарні ГеоТЕС застосовують для утилізації скидної теплоти існуючими установками з однократним адіабатним розширенням.

Реалізація циклу Каліни представлена на рис. 6.20.

Геотермальний флюїд із видобувної свердловини (1) проходить механічний фільтр (2), парогенератор (3), після чого повертається у пласт через свердловину закачування (12). Робоче тіло випаровується у 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 аміаком, що покидає турбіну. Одержаний розчин проходить рекуперативний теплообмінник (8), потрапляє у конденсатор (9), де переходить у повністю рідкий стан, віддаючи теплоту конденсації до

охлаждающей воды, яка, у свою чергу, охолоджується у випарній повітряній градирні (10). Циркуляція охолоджуючої води забезпечується циркуляційним насосом (14). Рідина з конденсатору повертається в цикл за допомогою живильного насоса (13). Після послідовного нагрівання у рекуператорі (8) та економайзері (7) рідина випаровується у парогенераторі (3) та повертається у сепаратор (4), де знов насичується паром аміаку та потрапляє у турбіну.

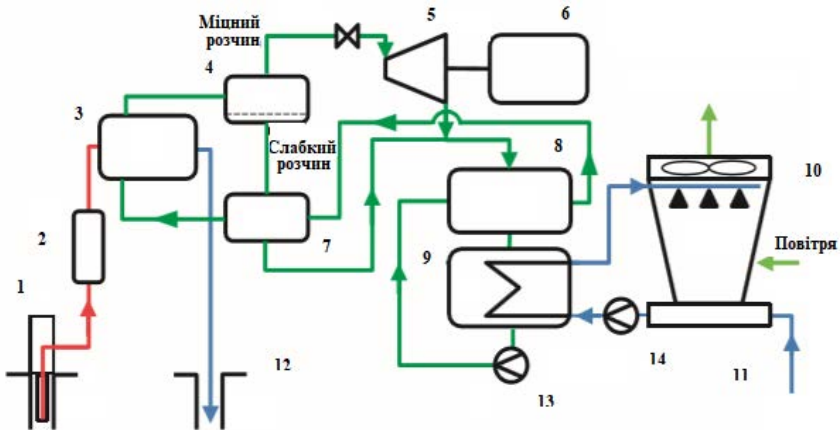


Рис. 6.20. Принципова схема бінарної ГеоТЕС за циклом Каліни.

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 перевага циклу Каліни перед циклом Ренкіна:

- теплообмін робочого тіла з геотермальним флюїдом та охолоджуючою водою у 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 полягають у наступному:

- високий внутрішній незворотності циклу;
- високих витратах води системою випарного охолодження;
- складності та високій вартості теплообмінного обладнання;
- високий хімічний агресивності 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 компонент робочого тіла. У діапазоні температур геотермальної води (100-140 °C) ORC на робочому тілі R245fa є більш ефективним, ніж цикл Каліни, але за вищих температур цикл Каліни є кращим за інші цикли бінарних ГеоТЕС.

Хоча цикл Каліни і має певні теоретичні переваги, його використання ще не доведено до комерційного рівня через ряд експлуатаційних проблем. Наприклад, при експлуатації ГеоТЕС за циклом Каліни Хусавік (Húsavík) Ісландія, на геотермальному флюїді з температурою 124 °C потужністю 2 МВт, введеної у дію у 2000 р., було виявлено значне корозійно-ерозійне пошкодження проточної частини турбіни, складнощі регулювання компонентного складу робочого тілу. Заміни матеріалів турбіни на більш стійкі не дозволили повністю вирішити цю проблему.

За останні десятиріччя ряд практичних проблем вдалося вирішити і сьогодні дві ГеоТЕС на циклі Каліни експлуатуються у Німеччині. На геотермальній станції теплопостачання Unterhaching, Bavaria працює ГеоТЕС за циклом Каліни потужністю 3,3 МВт з річним виробництвом 6,9 ГВт·год електричної енергії (2013 р.). Друга ГеоТЕС на циклі Каліни потужністю 0,55 МВт працює у м. Брухзаль (Bruchsal, Upper Rhine Graben), 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 (холодагент R134a), цикл Каліни має певні перспективи для подальшого розповсюдження за умови внесення технологічних удосконалень.

6.3. Петротермальні ресурси

Найпоширенішим видом геотермальних ресурсів є петротермальні ресурси, на частку яких припадає більш ніж 98 % від загальної кількості геотермальних запасів. За даними Світового енергетичного конгресу 1980 року [1] 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 і існування величезних запасів даного виду ресурсів, важливою перевагою геотермальних технологій також є використання штучного теплоносія, фізико-хімічні характеристики і робочі параметри якого можуть бути сплановані заздалегідь і ретельно проконтрольовані під час освоєння. Штучний теплоносій не містить шкідливих домішок і не вимагає додаткових заходів з його очищення та підготовки до використання.

Перевагою такого способу видобування геотермальних ресурсів є практично замкнутий цикл фільтрації геотермального теплоносія, що забезпечує охорону навколишнього середовища від забруднень.

Ідея використання тепла перегрітих сухих непроникних порід була висунута К. Ціолковським, Ч. Парсонсом і В. Обручевим. У даний час ця технологія отримала назву Hot Dry Rock (HDR-технології).

6.3.1. Видобування петротермальних ресурсів із створенням штучного колектору

Процес вилучення петротермальних ресурсів у цілому аналогічний гідротермальним технологіям. Відмінною особливістю петротермальних енергетичних систем є створення в масиві гарячих сухих порід штучної проникної зони, яка в подальшому виконує функцію колектору-резервуару. У створений штучний колектор через нагнітальну свердловину подається теплоносієм – холодна вода поверхневих водоймищ або прісні води верхніх водоносних горизонтів. Далі відбувається нагрів теплоносія за рахунок теплоти масиву. Нагрітий теплоносієм у вигляді термальної води або пари виводиться на поверхню за допомогою видобувної свердловини.

Створення проникної зони – найбільш важливий етап видобування петротермальних ресурсів, який здійснюється за допомогою різних механічних, фізичних і хімічних методів, а частіше їх комбінацією.

На даний час для створення штучного проникного колектору-резервуару використовують наступні методи: гідророзрив, спрямовані вибухи, ділатаційне розущільнення структури порід колектору, термогазодинамічна обробка спалюванням порохової суміші, кріогенна обробка сухим льодом, нагнітання в тріщини розриву рідкої вуглекислоти і рідкого азоту та інші. Найпоширенішим методом є гідророзрив.

На рис. 6.21 показані основні особливості технології гідророзриву. Робоча рідина, яка являє собою желеподібну суміш води, піску і хімічних реагентів, головними з яких є полімери, під тиском, що в 2-4 рази перевищує пластовий, подається в свердловину [5]. Використання похилої свердловини збільшує площу тепловідбору, тим самим покращує показники ефективності використання енергосистеми в цілому.

Через 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 і зона тріщинуватості промиваються від шахтних вод і продуктів руйнування.

Підтримка гідростатичного тиску у створеній проникній зоні робить тріщини і розломи доступними для фільтрації теплоносія і транспортування його на поверхню.

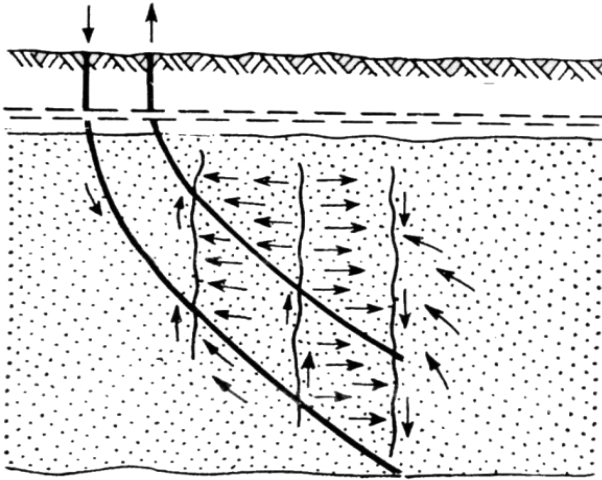


Рис. 6.21. Серія вертикальних тріщин гідророзриву у породах масиву

Незважаючи на те, що метод гідророзриву є технологічно складним, дорогим і трудомістким, він досить успішно застосовується у ряді країн для створення штучних колекторів і підвищення продуктивності нафтових і газових свердловин.

Таким чином, у даний час проблема створення штучних колекторів-резервуарів у непроникних перегрітих масивах порід практично вирішена, зусилля фахівців спрямовані на удосконалення 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 та інше.

6.3.2. Видобування петротермальних ресурсів без створення штучного колектору

Видобування петротермальних ресурсів з масиву нагрітих сухих порід без створення штучного колектору-резервуару здійснюється за допомогою свердловинного теплообмінника.

Принцип дії свердловинного теплообмінника зображений на рис. 6.22. і полягає в наступному. У свердловині, яка розкрила масив гарячих порід, розміщується вертикальна труба меншого діаметра. У проміжок між обсадною колоною свердловини і вертикальною трубою подається холодний штучний теплоносіє.

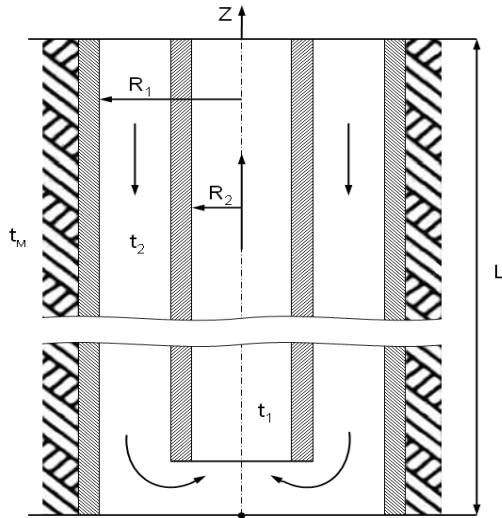


Рис. 6.22. Схема руху теплоносія у свердловинному теплообміннику типу «труба в трубі»

Рухаючись уздовж свердловини, теплоносій нагрівається за рахунок теплового потоку, що надходить від масиву. У верхній частині свердловини відбувається незначне охолодження теплоносія зустрічним потоком. Нагрітий теплоносій 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 у спіраль.

Кількість теплоти, яка вилучається одиночною свердловиною, залежить від теплофізичних властивостей гірського масиву, що її оточує, витрат циркулюючого теплоносія, 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 при русі 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 – 2,7 °C/100м, 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. 6.23.). Початкова теплова продуктивність свердловини становить 1,3 МВт, а через проміжок часу – $40 \cdot 10^3$ годин потужність стабілізується на значенні 0,65 МВт [17].

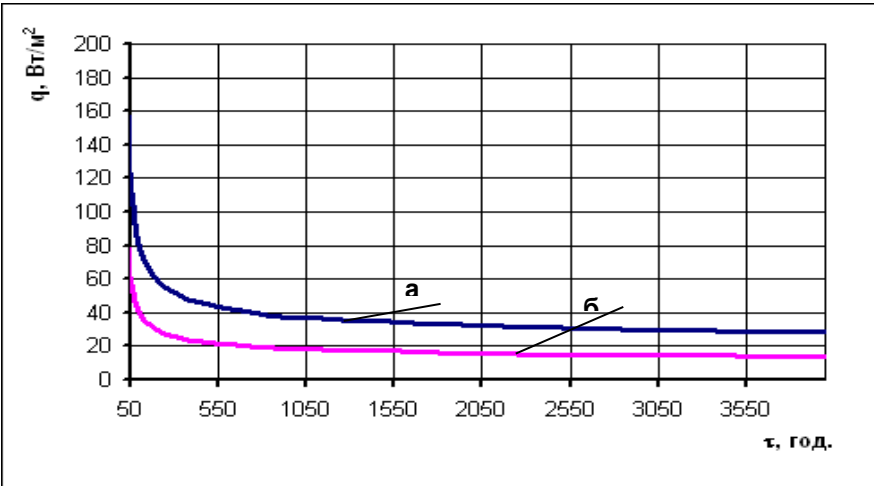


Рис. 6.23. Залежність питомого теплового потоку від часу експлуатації свердловини

- а – температурний перепад між теплоносієм і стінкою свердловини: 5 °C;
 б – температурний перепад між теплоносієм і стінкою свердловини 10 °C.

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 у Парижі в 1963 році. 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 у 1970 році.

Сьогодні цим напрямом геотермальної енергетики займаються у 65 країнах світу; успішно використовують для теплопостачання і кондиціонування повітря у Франції, США, Великобританії, Японії, Німеччині та в інших.

На даний час вклад у світову енергетику петротермальних енергетичних систем дуже незначний, і більшість із них знаходяться на стадії

дослідної експлуатації. Основні параметри існуючих петротермальних установок наведено в таблиці 6.6.

Таблиця 6.6. Параметри деяких експериментальних петротермальних установок на базі ГЦС в світі

Назва проєкту	Глибина, м	Температура, С°	Відстань між свердловинами, м	Масова витрата теплоносія, кг/с	Витоки води, %	Теплова продуктивність, МВт
Фентон Хіл (США)	3500	232	150-300	7	10	5
Хіджиорі (Японія)	2200	270	130	12	25	7
Розманувес (Англія)	2000	80	160-270	15	25	3
Соултс (Франція)	3500	170	450	25	0	11
Необхідно для промислового виробництва електроенергії		200	500	50	10	50

6.4. Субгеотермальні ресурси

Концепція теплових насосів була розроблена на базі циклу Карно в 1852 році фізиком і інженером Вільямом Томпсоном (Лордом Кельвіном). Надалі вона була удосконалена австрійським інженером Петером Ріттер фон Ріттінгером, він же спроектував і встановив перший тепловий насос.

А через сто років, в 1930-ті роки, винайшли перший повноцінний тепловий насос, який обігрівав приміщення і забезпечував мешканців будинку гарячою водою. Дану 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. 6.24.) [4]. Найвищі показники встановлених потужностей геотермальних теплових насосних установок спостерігаються у Китаї, США, Швеції, Німеччині та Фінляндії, на які

припадає 77,4 % від загальної кількості і 83,5 % від кількості виробленого в світі геотермального тепла [4].

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 в США і Західній Європі), то в світі побудовано 6,5 млн одиниць. Потужність окремих установок змінюється від 5,5 кВт – для житлових будинків і більше 150 кВт – для комерційних підприємств і установ.

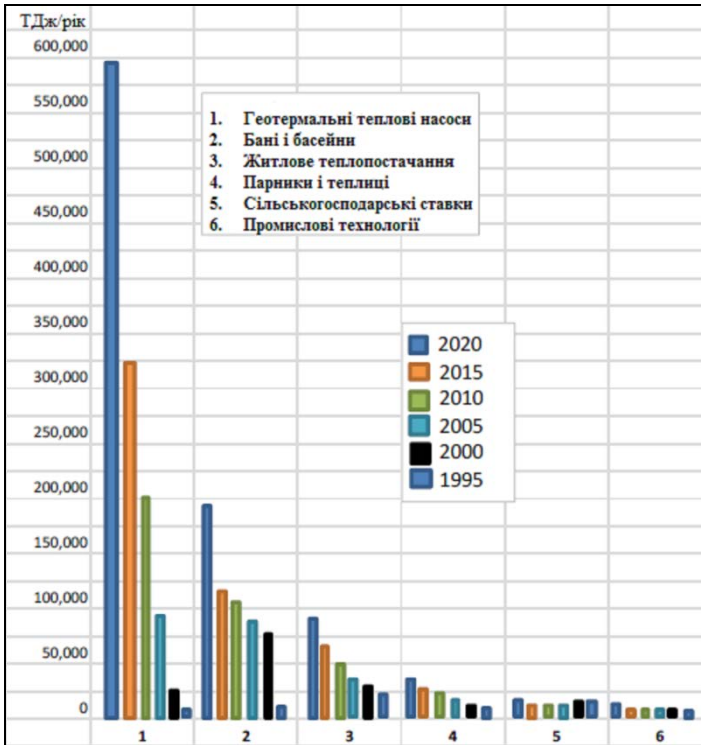


Рис. 6.24. Темпи зростання прямого використання геотермальних ресурсів в світі

В Україні останні роки також спостерігається стрімке зростання впровадження геотермальних теплових насосів в системи теплопостачання, однак їх статистичний облік практично не ведеться. Внаслідок цього, на сьогодні достеменно невідомий як рівень сумарної встановленої потужності парку теплових насосів, так і його поділ за джерелами низькопотенційної теплоти.

З метою оцінки обсягів освоєння потенціалу субгеотермальних ресурсів України були оброблені дані фіскального обліку митної служби країни щодо імпорту теплових насосів та їх комплектуючих, 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.

Фахівцями ІВЕ НАНУ було проведено прогнозну оцінку енергетичного потенціалу видобування теплоти за рахунок енергії верхніх ненасичених водою шарів Землі та верхніх водоносних горизонтів. Потенціал теплоти верхніх шарів Землі розраховувався за формулою [18]:

$$Q = F \cdot H \cdot C_v \cdot \Delta t \cdot 10^{-6}, \quad (5.2)$$

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 $\text{ккал}/\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}$; Δt – температурний перепад, який спрацьовується у тепловому насосі, приймався рівним 10°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 [11]:

$$Q = G \cdot C \cdot \Delta t \cdot \tau, \quad (5.3)$$

де G – кількість теплоносія, яку можливо отримати із верхніх водоносних горизонтів, $\text{м}^3/\text{год}$; C – питома теплоємність теплоносія, $\text{ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{K})$; Δt – температурний перепад, який спрацьовується в тепловому насосі, приймався рівним 5°C ; τ – тривалість опалювального періоду, год.

Згідно [19], невикористані у 2018 році балансові запаси верхніх водоносних горизонтів складають 13470 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. в рік при умові 50-річного використання свердловин.

6.5. Акумуляування теплоти і холоду в верхніх водоносних горизонтах

Акумуляування скидної теплоти від відновлюваних джерел енергії, енергетичних установок на традиційному паливі та промислових підприємств є дуже перспективним напрямком геотермальної енергетики, особливо у комбінації з використанням теплонасосних технологій. Акумуляування теплоти дозволяє зменшити споживання традиційних енергоресурсів і скоротити викиди вуглецю.

Перші системи підземного акумуляування теплової енергії (ATES) були створені в Китаї в 1960-х роках [20]. 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 встановили, що вода в горизонті зберігає свою температуру і може використовуватися для промислового охолодження.

У 1970-х роках було запропоновано зберігання теплової енергії в водоносних горизонтах, що призвело до польових експериментів і техніко-економічного обґрунтування таких систем у Франції, Швейцарії, США та Японії.

На сьогодні у світі працює понад 2800 систем опалення та охолодження, які споживають понад 2,5 ТВт·год в рік [7]. Нідерланди і Швеція домінують на ринку з точки зору реалізації проєктів: 85 % всіх систем розташовані у Нідерландах, а ще 10 % – в Швеції, Данії та Бельгії. У 2012 році в Швеції було близько 104 систем ATES загальною потужністю 110 МВт. Кількість систем ATES в Нідерландах в тому ж році становила 2740 із загальною розрахунковою потужністю 1103 МВт [20].

На території Міжнародного центру відновлюваної енергетики та трансферу технологій Інституту відновлюваної енергетики НАНУ створено експериментальну установку з дослідження ефективності акумуляування теплоти та холоду в верхніх водоносних горизонтах [21]. Принципова схема експериментальної установки, розміщення обладнання та розташування свердловин наведені на рис. 6.25., деякі елементи системи показано на рис. 6.26-6.28.

Вода з температурою 12 °С із видобувної свердловини подається свердловинним насосом до групи накопичувальних баків, які виконують роль акумуляторів холоду. Після повного заповнення баків водою вмикається насосна станція, яка подає воду на фанкойли, що являють собою вентиляторні конвектори. Вода, яка пройшла через фанкойли та віддала холод у приміщення, надходить до поглинальної свердловини.

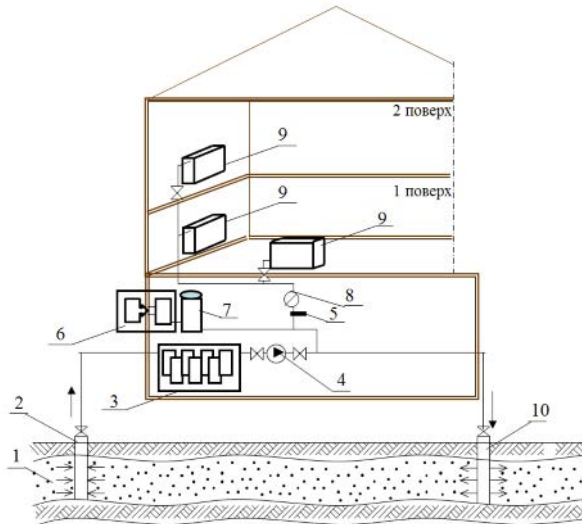


Рис. 6.25. Принципова схема експериментальної установки

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



Рис. 6.26. Баки-акумулятори



Рис. 6.27. Мережевий насос



Рис. 6.28. Фанкойл SP200L/RM

Свердловини знаходяться на відстані 23 метри одна від одної, що виключає взаємний вплив теплого і холодного фронтів, і наземно з'єднані між собою трубопроводом з теплообмінником.

Проведено перші експерименти з метою дослідження системи акумулювання холодної води у якості добового акумулювання холоду та її подальшого використання для забезпечення комфортних умов у приміщенні за допомогою серійного фанкойлу.

Основні характеристики проведення експерименту: дебіт води на виході з підйомної 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 у приміщенні – 28 °С, загальний об'єм баків-акумуляторів – 7 м³.

В результаті проведених експериментів досягнуто зниження температури в приміщенні до 23 °С за 3 години роботи фанкойла (рис.6.29.). Встановлено, що в процесі охолодження приміщення холодопродуктивність фанкойла змінювалася від 3640 Вт (в початковий період) до 1820 Вт (на кінець експерименту). Температури холодоносія на виході з фанкойла при цьому становили, відповідно, 21,5 °С 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.

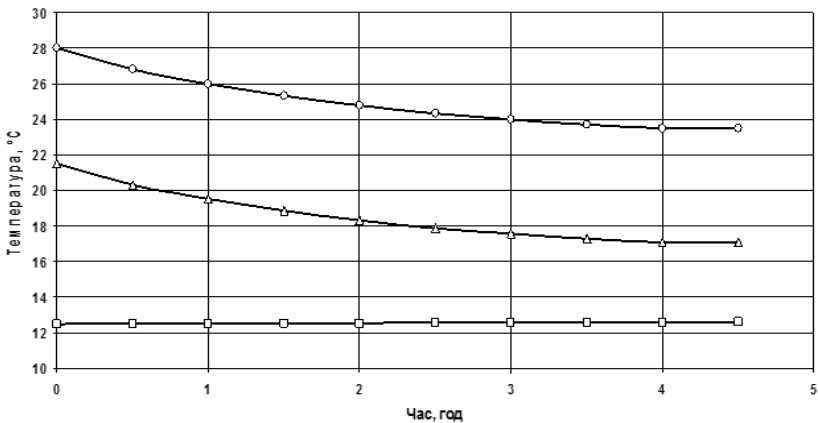


Рис. 6.29. Експериментальні значення температурних показників системи «пасивного» кондиціонування:

- — температура холодоносія на вході в фанкойл;
- Δ— — температура холодоносія на виході з фанкойлу;
- — температура повітря в приміщенні.

Акумулятори теплоти у вигляді баків-акумуляторів ефективно використовуються також в якості буферних ємностей для регулювання подачі води в фанкойли. У баках-акумуляторах при відстоюванні води більше 2-х діб спостерігається накопичення твердих осадів. Розбіжність розрахункових значень температури з експериментальними значеннями не перевищує 5-7 %. Система потребує подальшої модернізації для автоматичного вимірювання параметрів води і температури та вологості приміщення.

Висновки

Україна має достатню ресурсну базу і розвинуті геотермальні технології для вилучення та освоєння усіх видів геотермальних джерел енергії. Однак різні напрямки геотермальної енергетики в нашій країні розвиваються нерівномірно.

Найбільшого розмаху набуло пряме використання геотермальних ресурсів з рекреаційною і 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 відбуваються значно повільніше. Це пояснюється додатковими початковими капітальними вкладеннями, що включають не тільки затрати на енергетичне обладнання для перетворення геотермальних джерел енергії, а також і витрати на бурильні роботи та закачування відпрацьованого геотермального теплоносія.

Однак собівартість теплової і електричної геотермальної енергії має більш привабливі показники в порівнянні з іншими відновлюваними джерелами енергії за рахунок високого коефіцієнту використання (0,8-0,95) та малих експлуатаційних витрат. Крім цього, геотермальні джерела енергії мають стабільні параметри, які не залежать від пори року або доби.

Перелік посилань

1. Lund J.W. 100 Years of geothermal power product//Proceedings, Thirtieth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, January 31 – February 2, 2005. [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/2005/lund.pdf/>.
2. WEC Survey of Energy Resources. London. World Energy Council 2001. [Електронний ресурс] // – Режим доступу: https://www.worldenergy.org/assets/downloads/PUB_Survey-of-Energy-Resources_2001_WEC.pdf.
3. Huttner G.W. Geothermal Power Generation in the World 2015-2020 Update Report // Proceedings World Geothermal Congress 2020 Reykjavik, Iceland, April 26 – May 2, 2020.
4. Lund J.W., Toth A.N. Direct Utilization of Geothermal Energy 2020 Worldwide Review // Proceedings World Geothermal Congress 2020 (Reykjavik, Iceland, April 26 – May 2, 2020). Reykjavik, Iceland, 2020.
5. Дядькин Ю.Д. Извлечение и использование тепла Земли // Горный информационно-аналитический бюллетень.– Санкт Петербург, 2001. № 9. С. 228-241.
6. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України / за ред. С.О. Кудрі. – Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2020. – 82 с.
7. Соболевский С.С. Оценка запасов термальных вод УССР. Киев, 1979.

8. Талецкий С.Н. Региональная оценка перспектив территории работ объединения Крымгеология на термальные воды, 1989-1991 гг: в 3-х книгах. Симферополь, 1992.
9. Атлас геологія і корисні копалини України / за ред. Галецький Л.С. – К.: НАНУ, Мін. екології та природних ресурсів України, 2001.
10. Гордієнко В.В., Гордієнко І.В., Завгородня О.В. Геотермический атлас Украины. Институт геофізики НАН України, –2004.
11. Морозов Ю.П., Барило А.А. Оцінка енергетичного потенціалу окремих геотермальних родовищ України // Відновлювана енергетика. 2017. № 1. С. 72-79.
12. Geothermal Handbook: Planning and Financing Power Generation. The World Bank. Technical Report 002/12, 72828. Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <http://documents.worldbank.org/curated/>.
13. IRENA. Geothermal Power: Technology Brief, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2017 [Електронний ресурс] // – Режим доступу: https://www.irena.org/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Aug/IRENA_Geothermal_Power_2017.pdf.
14. IRENA. Geothermal Power: Technology Brief, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2017. [Електронний ресурс] // – Режим доступу: https://www.irena.org/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Aug/IRENA_Geothermal_Power_2017.pdf.
15. IRENA. Renewable Energy Statistics 2019. [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <https://www.irena.org/publications/2018/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019>.
16. SALEH B. et al. Working fluids for low-temperature organic Rankine cycles // Energy. 2007. Vol. 32, № 7. Pp. 1210-1221.
17. Морозов Ю.П. Сучасні напрямки розвитку геотермальної енеогетики // Збірник наукових праць УкрДГРІ. 2016. № 2. С. 107-118.
18. Морозов Ю.П. Эффективность извлечения теплоты горного массива путем использования буровой скважины // Альтернативная энергетика и экология. № 23. С. 49-52.
19. 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.
20. Державне науково-виробниче підприємство «Геоінформ України». Стан підземних вод України: щорічник. К., 2019. – 191 с.
21. Fleuchaus P. et al. Worldwide application of aquifer thermal energy storage – A review // Renew. Sustain. Energy Rev. 2018. Vol. 94. Pp. 861-876.
22. Морозов Ю.П., Чалаєв Д.М., Олійніченко В.Г., Величко В.В. Експериментальне дослідження добового акумулювання холоду шляхом використання води підземних горизонтів м. Києва // Відновлювана енергетика. 2019. № 3(58). С. 67–77.
23. IRENA. Renewable Energy Statistics 2019. [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <https://www.irena.org/publications/2018/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019>.

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 регулюючих потужностей для забезпечення стабільного енергоживлення в періоди відсутності енергії з відновлюваних джерел. У деяких випадках така необхідність є цілком виправданою, однак у даний час існує цілий ряд технічних засобів та методів вирішення цієї проблеми. До них відносяться заходи з передбачення енергетичного балансу системи (в тому числі короткотермінового прогнозування), врахування регіональних кліматичних особливостей, «розумного» регулювання енергопотоків та керування попитом. Об'єктом керованого попиту може бути, зокрема, електротранспорт. Врахування особливостей відновлюваної енергетики передбачає комбіноване використання різних видів ВДЕ, коли тимчасова відсутність одного виду енергії компенсується наявністю іншого. Важливим є також географічне розосередження цих джерел, що посилює ефект вирівнювання сумарної потужності. Іншим суто технічним засобом є використання акумуляторів електричної чи теплової енергії, що не тільки забезпечує більш рівномірне енергоживлення споживачів, але й запобігає втратам надлишкової енергії в пікових режимах, чим збільшує загальну енергетичну та економічну ефективність відновлюваної енергетики. Застосування зазначеного комплексу заходів разом із спеціальними умовами приєднання об'єктів ВДЕ до енергосистеми здатні забезпечити значні обсяги використання енергії відновлюваних джерел на прийнятних умовах та з високою ефективністю.

Наведені нижче матеріали використовують публікації останніх років про побудову комбінованих енергосистем, а також базуються на власних дослідженнях, виконаних в Інституті відновлюваної енергетики НАН України, головним чином у відділі комплексних енергосистем. Ряд матеріалів використано при формуванні курсу лекцій навчального кредитного модулю «Комплексне використання відновлюваних джерел енергії», що викладається в Національному технічному університеті України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» при підготовці бакалаврів за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, згідно освітньо-професійної програми підготовки «Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії», та при підготовці фахівців за освітньо-професійною та освітньо-науковою програмами «Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії» при тривірневій підготовці «бакалавр-магістр-доктор філософії».

7.1. Комплексні енергетичні системи

7.1.1. Поняття комбінованої енергосистеми

Комплексне використання за означенням означає використання кількох джерел енергії, усіх 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 враховувати особливості місцевої мережі та наближених споживачів, що на 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). Однак звичайно під терміном «гібридне енергоживлення» мають на увазі поєднання установок, що використовують відновлювані та традиційні джерела енергії.

Високі техніко-економічні показники застосування ВДЕ, стабільні робочі параметри енергетичного обладнання і 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 і підтримки необхідних робочих параметрів комбінованого енерговузла необхідно передбачити допоміжне обладнання, у тому числі для автоматичного управління режимами роботи. Елементи комбінованої системи електроживлення можуть працювати в паралельному, послідовному або послідовно-паралельних режимах. Здебільшого комбінована електроенергетична 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 наступними 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 і 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 не збільшенням їх потужності, а 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 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, що розглядаються нижче.

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. В основному це стосується електроенергетичних систем, про які йтиме мова далі. Розглянемо приклади побудови та функціональні схеми таких систем, що містять зазначені мінливі джерела електроенергії (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), що інтегрується до мережі через інвертор, який діє як інтерфейс між джерелами енергії та мережею і контролює напругу шини постійного струму [1]. Тут окремі блоки можуть бути використані для досягнення максимальної потужності фотоелектричних і вітрових систем. У періоди надлишкового виробітку електроенергії здійснюється заряд блоку акумуляторних батарей, а в періоди відсутності енергії відновлюваних джерел

і, відповідно, виробітку ВЕС чи СЕС, відбувається розряд АБ на споживача. Тим самим пом'якшується вплив непостійності генерування.

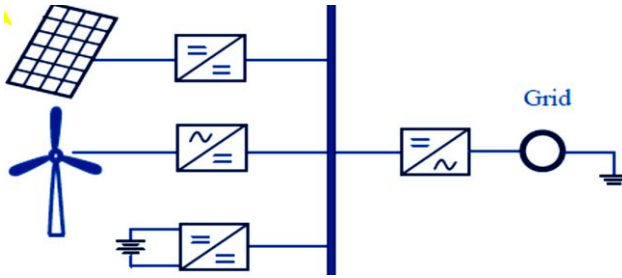


Рис. 7.1. Комбінована мережева система зі спільною шиною постійного струму

Відновлювані джерела можуть передавати енергію і безпосередньо до мережі через індивідуальні інвертори (рис. 7.2).

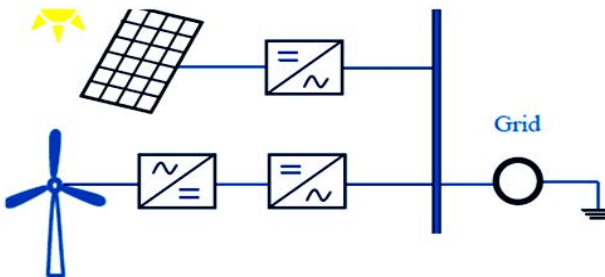


Рис. 7.2. Комбінована мережева система зі спільною шиною змінного струму

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, таких як батареї безперебійного живлення. Для усунення коливань напруги можуть бути використані активні фільтри енергії, такі як динамічні регулятори напруги, статичні синхронні компенсатори і 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. Засобами вирішення проблеми флуктуації напруги при варіюванні швидкості вітру та сонячної радіації є шунтуючі фільтри, силові компенсатори, використання устаткування, менш чутливого до дисбалансу потужності. Для передбачення імовірних режимів генерування та їх впливу на безпеку експлуатації слугують регресійний аналіз і інші алгоритми прогнозу погоди, що дозволяють планувати роботу енергосистеми. Важливим засобом є регулювання потужності генерації системним оператором для усунення дефіциту чи профіциту, застосування засобів управління з швидким реагуванням.

7.1.3. Автономні енергосистеми

Автономна система, або мікромережа, є ефективним 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. 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 більш надійною.

Можливим шляхом забезпечення надійності є, наприклад, використання гарячого резерву, який за короткі проміжки часу дозволить перекрити переважаюче споживання над існуючим виробітком електроенергії (що можливо реалізувати за допомогою дизель-генератора). Для автономних джерел енергії серйозну економічну проблему представляє вартість зберігання енергії; об'єднання сонячної і вітрової генерації в комбіновану енергосистему може зменшити потребу в акумулюючих потужностях і, в кінцевому рахунку, зменшити загальну вартість системи.

Приклад режиму комбінованої генерації ВДЕ у порівнянні з традиційним споживанням зображено на рис.7.3.

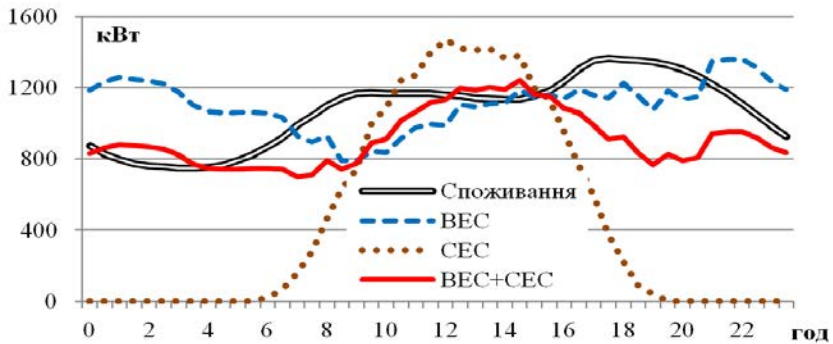


Рис. 7.3. Приклади комбінування потужностей BEC та CEC

Варіантом схеми присіднання може бути загальна шина постійного струму і спільний інвертор (рис. 7.4); однією з головних переваг такої топології є можливість поєднання різних джерел генерації, які не зобов'язані працювати на постійній частоті і в 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.

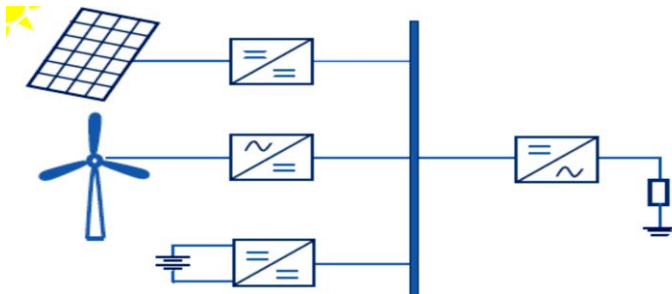


Рис. 7.4. Комбінована автономна система зі спільною шиною постійного струму

Застосування силових 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.

Форма присіднання до спільної шини змінного струму (див. рис. 7.5) широко використовується в усьому світі і має багато переваг, таких як простота в експлуатації і можливості індивідуального підключення, низька вартість і можливості розширення відповідно до потреб. 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, які в попередній схемі, виступає в ролі стабілізатора напруги в спільній шині.

Контроль за зміною режиму роботи генераторів 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. При цьому практично немає зв'язку між об'єктами в мережах змінного струму, хіба що контроль за пропускнуою здатністю ліній.

Змінний характер надходження енергії від Сонця і вітру має величезний вплив на безпеку енергозабезпечення, коли споживачі не мають ніякого зв'язку з загальною мережею. Таким чином, 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 фільтруючих пристроїв.

На рис. 7.5 зображено комбіновану енергосистему з акумуляуючим блоком, приєднану до мережі змінного струму. Така система може працювати як з мережею, так і автономно. Джерела енергії приєднані паралельно до спільної шини змінного струму через індивідуальні перетворювачі, що дає їм змогу в мережевому режимі працювати незалежно. Акумуляторна батарея працює на зарядку чи розрядку залежно від ситуації з поточною потужністю генераторів та потребою споживачів.

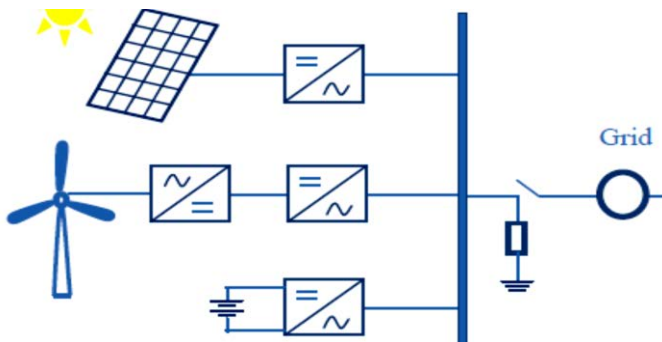


Рис. 7.5. Комбінована система з акумуляуванням енергії

При автономній роботі кожне джерело енергії живить споживача, 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 виконувати контрольований генератор як на традиційному паливі (з двигуном внутрішнього згоряння) так і відновлюваному – біогазова електростанція, міні-ГЕС, система «електролізер-бак накопичувач-паливний елемент» з виробництва, зберігання використання водню як універсального енергоносія, тощо.

Отже, основні проблеми, що виникають при експлуатації комбінованих автономних енергосистем: висока вартість акумуляторів енергії, втрати корисної енергії, безпека при використанні засобів акумуляування електроенергії. Основні засоби їх вирішення: комбінація вітрової та сонячної енергії, що зменшує потреби в акумуляуванні і, відповідно, загальну вартість системи; поєднання відновлюваних джерел енергії з акумуляторними батареями і резервним живленням; поєднання відновлюваної енергії з технологіями використання водню як універсального енергоносія.

7.1.4. Оптимізація комбінованої системи

Описані вище комбіновані енергосистеми відносяться до джерел розосередженої генерації (РГ), особливості якої є предметом дослідження традиційної енергетики, хоча значною мірою спровокованої саме розвитком відновлюваної енергетики. Оптимальною з точки зору впровадження РГ в енергосистему України є побудова локальних електроенергетичних систем (ЛЕС) зі збалансованим енергопостачанням від комбінованих джерел із забезпеченням надійної та стабільної їх роботи. ЛЕС визначають як сукупність генеруючого електрообладнання обмеженої потужності низької напруги, перетворювачів та споживачів електроенергії, з'єднаних між собою з урахуванням топології розподільчої мережі, у яких протікають єдині електромагнітні процеси, характерні для режимів генерації, перетворення, розподілу та споживання електроенергії [2]. Отже, мова йде про технічну енергосистему як об'єкт, в якому процеси виробництва, передачі та споживання електроенергії протікають одночасно у 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 і 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. 7.6 [2].

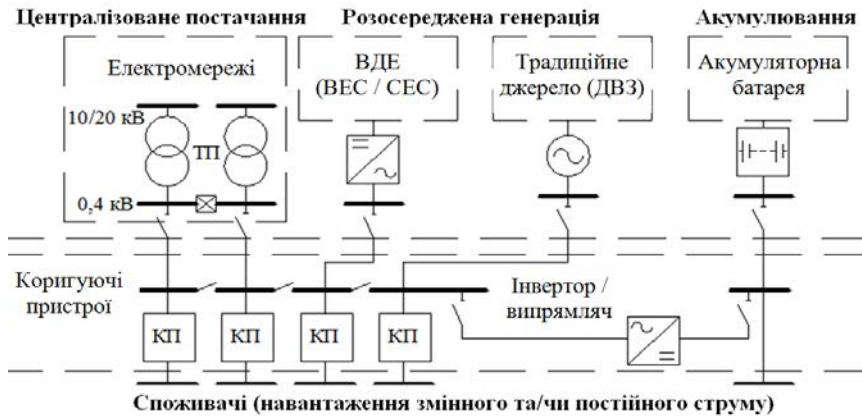


Рис. 7.6. Комплексна структура локальної енергосистеми

Питання узгодженості роботи об'єктів енергосистеми є технічною проблемою. Разом з тим, особливістю локальних енергосистем є потреба в оптимізації складу генеруючих 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 згорання (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 найбільш уживаних вимог до комбінованих систем на базі ВДЕ, може мати наступні формулювання:

- сумарна генерована енергія практично дорівнює спожитій, тобто мінімізується математичне очікування небалансу;
- небаланс потужності має бути якомога меншим, тобто мінімізується дисперсія небалансів;
- обмеження щодо режиму роботи резервного джерела;
- обмеження по надлишку або дефіциту енергії;
- 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 [3].

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 найбільш уживаним 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 і якості. Це поняття умовно можна поділити на адекватність системи і 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 рамках системи.

Для оцінки можливого впливу на надійність забезпечення споживачів електричною енергією, як правило, використовують такі показники [4]:

- 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*) – число випадків виникнення дефіциту генеруючої 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).

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 добі в 10 років (США), у Франції це 3 год/рік, у Великобританії 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 (в першу чергу це стосується вітрової та сонячної енергетики), обумовив появу нових проблем в контексті забезпечення надійності [5]. 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 імовірність втрати можливості до забезпечення енергією потреб споживача. При автономній роботі енергосистеми вимоги споживачів до якості енергії можуть бути такими ж, як і при централізованому постачанні. Тоді зазначені вище індекси стосуватимуться вибору акумуляторної батареї, що відповідатиме потребам споживачів при заданих значеннях індексів. Можливі наступні 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 [6]. Як правило, має вирішуватися багатокритеріальна задача оптимізації.

Якщо говорити про двокритеріальну оптимальність конфігурації ЛЕС у 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. 7.7, де застосовано математичну модель Дж.Тобіна (див. [7]). Тут одним із критеріїв є вартість ЛЕС (або собівартість отриманої енергії), іншим – ступінь ризику, який оцінюється як мінливість джерела енергії. Зокрема, впровадження акумуляторів зменшує ризиковість, зате збільшує вартість системи і відповідно енергії.

Точки кривої $\Psi(x_i)$ є обвідною області значень стану ЛЕС, яка визначається конфігурацію системи, складом обладнання, природними умовами, що визначають роботу різнотипних ВДЕ (аналог кривої ризику-доходу Марковіца [8], але задача на мінімум вартості, а не максимум доходу). У такій постановці вважається, що більш дешеві конфігурації мають вищий ступінь ризику. На рис. 7.7 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 при відсутності ранжування критеріїв крива *AB* є зоною арбітражних рішень.

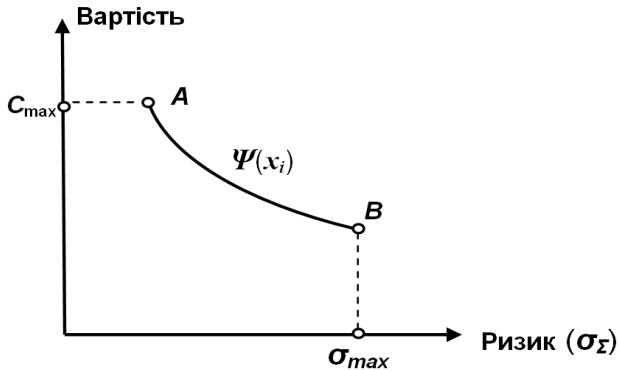


Рис. 7.7. Пошук оптимальної ЛЕС за двома критеріями

Крім зазначених, можуть бути інші критерії, наприклад, максимальне використання певного виду генерації, мінімальне використання мереж чи традиційного палива, швидка окупність проєкту, 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 просторово (за територією) і в часі (протягом року). Їх просторові і часові складові динаміки не співпадають, що робить доцільним їх комбіноване використання. Найбільш інтенсивні вітри бувають у зимовий період, а найбільше сонця влітку; пік потенціалу річок припадає на весняні паводки. Це дає можливість більш гнучко 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, у той час як вітрова змінюється з темпом у десятки хвилин в силу механічної інерції 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, такі як геотермальна енергія чи використання біомаси в якості джерела енергії.

Як приклад повністю керованої енергосистеми можна розглянути використання газонасиченої термальної води, яка характеризується певним вмістом розчиненого горючого природного газу (коли в одному метрі кубічному термальної води міститься до одного метру кубічного газу), та технологій спалювання біогазу. У відповідності із можливою схемою такої технології термальна вода, яка містить у собі розчинений газ, поступає в сепаратор, розділяється там на рідку та газоподібну фази. Потім термальна вода подається в мережевий підігрівач, де віддає частину теплоти і спрямовується на хімічні, бальнеологічні та господарські потреби. Повністю відпрацьована термальна вода нагнітається в термоводоносний горизонт. Газ, відділений від термальної води в сепараторі, подається в газопровід, де змішується з біогазом; це робиться для збільшення теплотворної спроможності суміші газів та стабільної роботи газопоршневого двигуна. Газопоршневий двигун з'єднаний з електрогенератором для виробітку електроенергії. За рахунок утилізації скидної теплоти двигуна відбувається додатковий нагрів мережевої води, яка спрямовується до споживачів. Такий комплекс може працювати паралельно з сонячними тепловими колекторами, коригуючи режим подачі енергії відповідно до потреб. Іншим додатковим компонентом можуть слугувати теплові насоси, які використовують як теплоту довкілля, так і низькопотенційну енергію паралельних процесів у енергосистемі. При наявності електричного та теплового акумулювання навіть малі вітроустановки можуть ефективно застосовуватися в такому комплексі, дозволяючи досягти повної автономності.

Пошуки екологічних та відновлюваних джерел енергії все частіше звертаються до технологій використання водню як енергоносія. Особливо ефективною виглядає система з перетворенням електроенергії у водень та повторної конвертації в електроенергію при використанні надлишкової енергії ВДЕ в періоди позапікових навантажень, коли споживання електроенергії падає. Це дозволяє повніше використовувати потенціал ВЕС та СЕС в ізольованих енергосистемах. Інша вигода від використання електролізу – зниження втрат від вимушених обмежень генерації ВДЕ, оскільки забезпечується неперервність роботи генеруючої системи. Водень при цьому може накопичуватись для подальшого використання як акумулятор енергії. Це дозволяє 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. 7.8.

Збалансована по електричному та тепловому навантаженню вітродизельна електроенергетична станція працює в режимі оптимального використання джерел енергії. Вона забезпечує скорочення споживання дизельного палива до 60-80%, збільшуючи життєвий цикл дизельних двигунів в 2-3 рази, залежно від реальних швидкостей вітру і попиту на енергію. Обладнання станції працює в різних режимах, перехід з одного режиму в інший відбувається без переривання подачі енергії або зміни її якості.

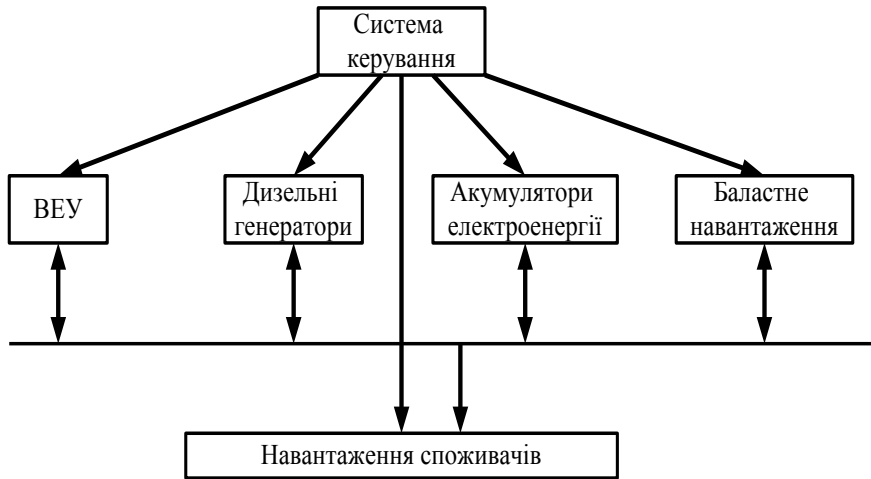


Рис. 7.8. Структурна схема вітродизельної системи

Вибір режиму роботи зазвичай здійснюється автоматично, в залежності від таких факторів, як швидкість вітру, навантаження від споживачів, стан зарядки акумуляторної батареї. Основні режими роботи ВДЕС наступні:

- «тільки дизелі» – коли вітер відсутній, система включає в роботу дизельні генератори певної номінальної потужності. У короткі періоди, при невисокому попиті 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, обирається 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 по навантаженню, система керування лишає один дизельний генератор на мінімальній потужності як резервний, і забезпечує поглинання надлишкової електроенергії баластним або тепловим навантаженням;

- «ВЕУ і акумуляторна батарея» – при достатній швидкості вітру йде накопичення енергії акумуляторною батареєю, яка слугує і резервним джерелом при відключених дизель-генераторах;

- «тільки ВЕУ» – коли електроенергія ВЕУ достатня для надійного забезпечення споживачів, система керування відключить всі інші джерела енергії і 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, до більш складних комплексних систем, де присутні елементи системи керування і різнобічні електротехнічні компоненти. У холодному кліматі використання тепла дизельних двигунів також відіграє важливу роль.

Розповсюдженим варіантом поєднання відновлюваного та традиційного джерел енергії є комбінована фото-дизельна електростанція на базі фотоелектричних станцій (СЕС) та дизель-генераторів. Приклад такої системи (схема керування) зображено на рис.7.9.

Режими керування фотодизельною станцією в такому виконанні подібні до роботи вітродизельної станції.

Система керування відображає поточний стан роботи дизель-генераторів (GEN1, GEN2), СЕС (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 фотоелектричних станцій у поєднанні зі зменшенням використання дизельних генераторів, удосконалення економічних і технічних характеристик за допомогою системи акумуляування; як результат має бути досягнуте найбільш економне функціонування системи.

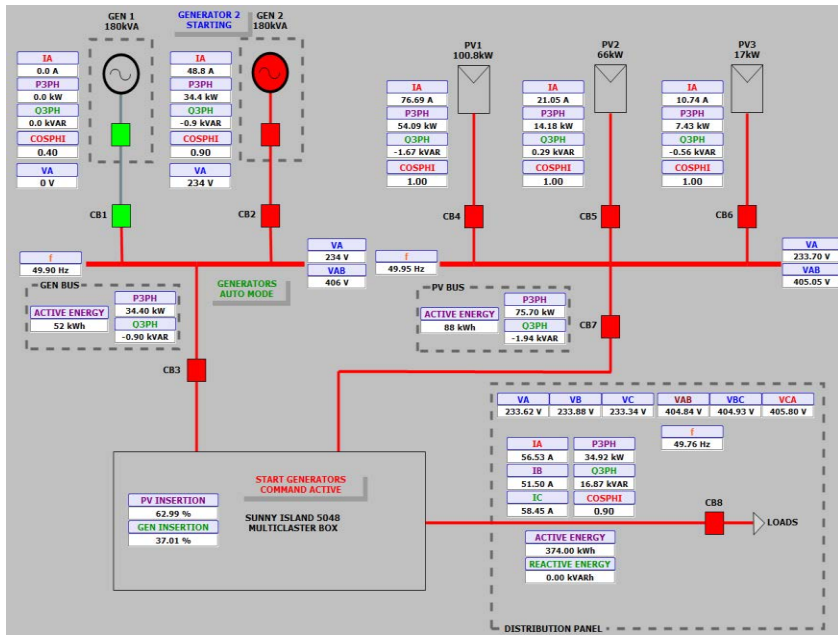


Рис. 7.9. Робоча сторінка системи керування фотодизельної електростанції

7.2. Системи накопичення енергії

7.2.1. Роль акумулювання енергії в енергосистемі

У попередньому розділі системи акумулювання енергії розглядалися як важливий компонент локальних енергосистем. В умовах розбудови ВДЕ в розподільних електричних мережах необхідно в першу чергу оцінювати балансову надійність, тобто визначення імовірності неспівпадіння графіків споживання і генерування, зумовлену нестабільністю таких ВДЕ, як Сонце та вітер. Використання акумуляторів енергії забезпечує вирішення цілого ряду проблем накопичення, зберігання та перетворення енергії ВДЕ. Актуальними стають проблеми розробки і створення високоєфективних засобів акумулювання електричної та теплової енергії, створення методології розрахунку оптимальних параметрів систем акумулювання, що дозволить забезпечити вимоги до надійності найбільш економічно вигідним способом.

При виборі 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. Серед багатьох типів акумуляторів обираються такі, що за своїми властивостями та характеристиками найбільш придатні для роботи з обладнанням на основі ВДЕ.

При роботі з генеруючим обладнанням на основі ВДЕ системи акумулювання електричної енергії, працюючи в режимі постійного підзаряду, вирівнюють добові коливання, що виникають у процесі експлуатації, і 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 відключення від неї [9].

Проблема зберігання енергії в енергосистемах зі значним рівнем енергії ВДЕ є предметом багатьох досліджень, а розробка комбінованих систем зберігання енергії, або HESS (hybrid energy storage systems), відноситься до найбільш інноваційної галузі [10]. HESS характеризує вигідне сполучення двох або більше технологій зберігання енергії з взаємодоповнюючими 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 та водневий комплекс; суперконденсатор та акумулятор або різнотипні акумулятори (наприклад, звичайна акумуляторна батарея та «високотужний» акумулятор). Такі комбінації дозволяють забезпечити як тривале зберігання значних обсягів енергії, так і швидку реакцію на швидкоплинні зміни режимів генерації та споживання.

До перспективних програм розробки HESS відносяться, наприклад:

- HESS в електричних транспортних засобах з гібридним приводом та паливними елементами (суперконденсатор/батарея або акумулятор/паливний елемент);
- системи відновлюваного автономного енергозабезпечення, що базуються, головним чином, на акумуляторній батареї та використанні водню;
- HESS для управління потужністю BEC та СЕС;
- інші спеціальні HESS-конфігурації, наприклад, маховик/акумулятор-HESS.

Деякі відомі сучасні практичні застосування акумуляторних батарей в енергосистемах на основі ВДЕ можна охарактеризувати таким чином [11]:

- *крупні BEC з розподіленням енергозбереженням* – таке поєднання допоможе вирішити проблему нерівномірності генерації вітрової енергії та інтегрування BEC до існуючої мережі;
- *розподілена інтегрована до мережі фотоелектрична система*, приєднана безпосередньо до мережі або поруч з фотоелектричною станцією;

система акумулювання допомагає регулювати швидкі зміни генерації, добові коливання, питання якості постачання енергії (зайві гармоніки) та невідповідність між потужністю СЕС та потребою користувачів [12];

- *комунальні системи зберігання енергії* для ізольованих від мережі енергосистем, які можуть підтримувати поточні потреби користувачів, наприклад, забезпечити резервну потужність як частину повністю автономної системи з джерелами енергії різних видів;

- *транспортні засоби з накопичувачами енергії* можуть бути частиною локалізованої стратегії енергетичної системи для 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*— акумулювання електроенергії має потенціал, щоб реагувати за мілісекунди, а також має економічну перспективу;

- *системи безперебійного живлення* використовуються для забезпечення стабільної та надійної потужності у випадку чутливості до критичних навантажень, щоб мінімізувати вплив нестабільної генерації ВДЕ.

Загальний вигляд розгалуженої системи зберігання енергії на різних рівнях зображено на рис. 7.10 [9].

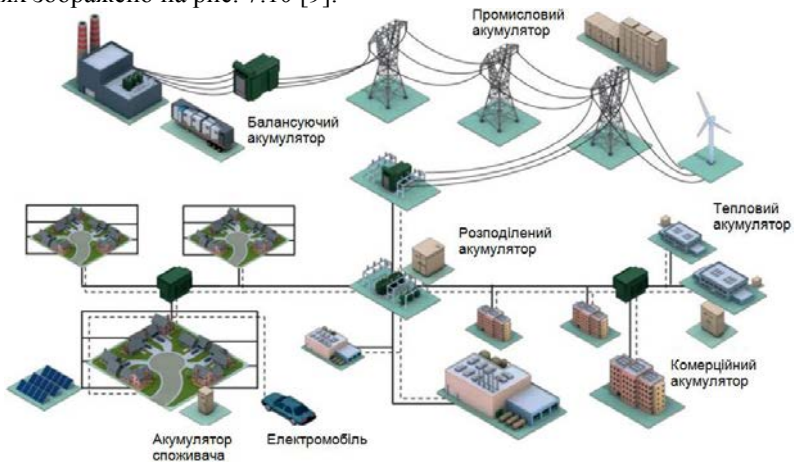


Рис. 7.10. Розосереджена мережа акумулювання енергії

7.2.2. Розрахунок систем акумулювання енергії

Пропоновані підходи до виконання відповідних розрахунків напрацьовано фахівцями ІВЕ НАН України.

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 у акумулюванні енергії. При цьому можливі втрати як виробленої енергії (при позитивному небалансі), так і недопоставленої, тобто втрати споживання (при негативному). Якщо планова генерація відбувається за осередненим графіком споживання (як правило, погодинним), то середній небаланс потужностей має бути близьким до нульового, а обсяги втраченої та недопоставленої енергії чисельно рівними.

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. У випадку традиційних енергосистем потреба в резерві визначається випадковою складовою споживання енергії, а при наявності ВДЕ генерування також містить випадкову складову, що збільшує імовірність перевищень генерації над споживанням і робить більш актуальним використання технологій акумулювання. Оптимальність параметрів акумулювання може визначатися виходячи з обмежень на імовірність небалансу та допустимі його рівні (технологічна складова), необхідно також брати до уваги вартість генеруючого обладнання та власне енергії, у тому числі враховуючи штрафні санкції за відхилення від графіка споживання (економічна складова). Оскільки небаланс потужності виступає як випадкова величина, важливо враховувати імовірність критичних значень небалансу: так, орієнтування на максимальні відхилення балансу енергії при виборі акумуляторних батарей може призвести до економічно невиправданої їх ємності. Одночасно треба розрізняти небаланс потужностей як поточний стан системи та небаланс енергії як кумулятивну суму потужностей. При оптимізації за критерієм математичного сподівання доцільно було б виходити з середнього рівня можливого накопичення, 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. 7.11, де акумулювання розпочинається при значеннях небалансу понад P_2 (горизонтальна штриховка), а потреба розряджати акумулятори виникає при небалансі нижче $-P_1$ (вертикальна штриховка).

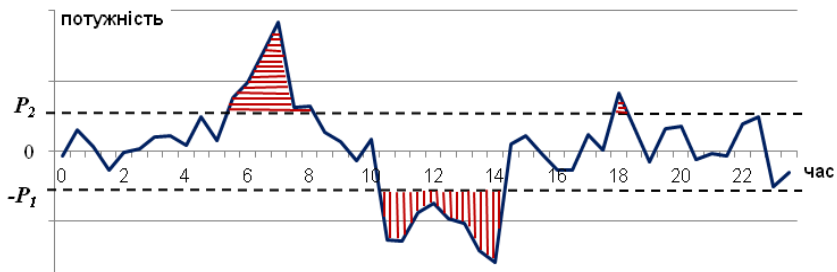


Рис. 7.11. Приклад поведінки небалансу потужності

Очевидно, при правильному формуванні планових графіків генерації площі заштрихованих областей мають бути рівними, тобто результуючий баланс акумулювання при тривалій роботі прямує до нуля. Це означає рівність накопиченої та використаної повторно енергії (з урахуванням ефективності власне акумуляторів).

Знаючи функцію щільності розподілу для небалансу потужності, зображену на рис. 7.12 у вигляді гістограми (вертикальна вісь не суміщена з 0-значенням), можна розрахувати обсяг акумульованої енергії при різних порогових значеннях P_1 , P_2 з обраним рівнем вірогідності.

Відповідно до досліджень даних про значення споживання та генерації ВДЕ встановлено, що такий розподіл задовільно описується нормальним (Гаусовим) законом [13]. Тоді для довірчої імовірності γ максимально досяжний небаланс потужностей може оцінюватися за величиною $\kappa_\gamma \cdot \sigma_\delta$, де κ_γ – квантиль порядку γ , а σ_δ – середньоквадратичне відхилення (СКВ) поточних значень небалансу, тобто імовірність знаходження в заданих межах дорівнює: $Prob\{P(t) < \kappa_\gamma \sigma_\delta\} = \gamma$. Наприклад, для довірчої імовірності $\gamma=0,9$ при нормальному розподілі маємо $|\kappa|_{0,9} = \kappa_{0,95} = 1,65$.

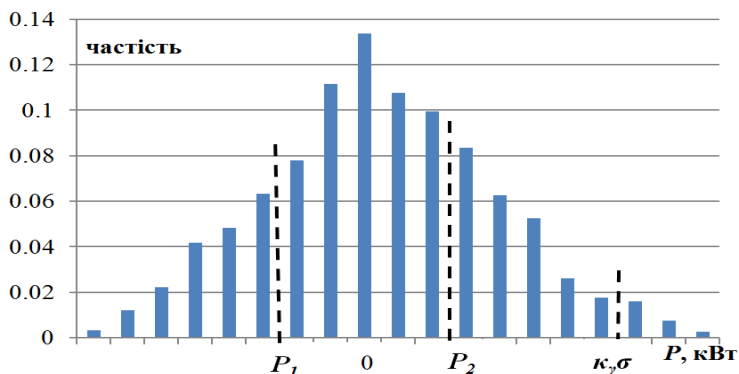


Рис. 7.12. Розподіл місячних даних небалансу потужності

Отже, якщо встановлено допустиме позитивне значення небалансу на рівні P_2 , то із заданою довірчою імовірністю надлишкова потужність навантаження становитиме $(\kappa, \sigma - P_2)$ (див. рис. 7.12). 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.

Приклади поточної зміни кумулятивного небалансу енергії (E_K) для трьох послідовно взятих днів зображено на рис. 7.13. Використано статистичні дані про споживання окремим населеним пунктом [14]. 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, в силу добової циклічності 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 [15].

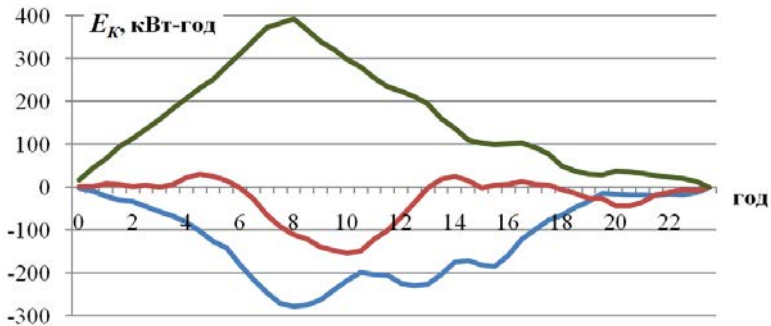


Рис. 7.13. Приклади добового ходу небалансу енергії

Як видно, один день має переважно позитивний баланс, другий переважно негативний, а третій має незначні відхилення поблизу нуля і є найбільш збалансованим (плановий графік генерації близький до реального споживання). 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 розглянутого прикладу зображено на рис. 7.14.

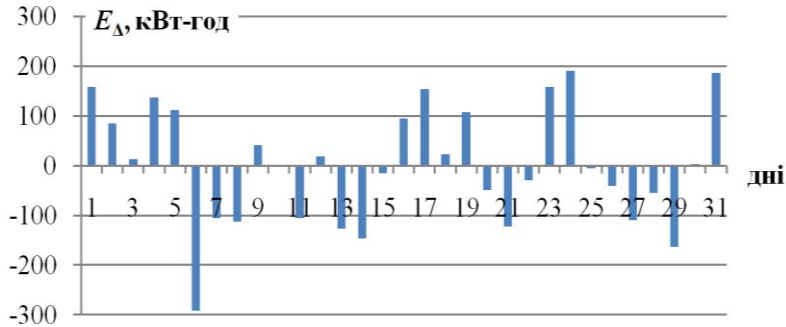


Рис. 7.14. Місячний хід середньодобових значень небалансу енергії

Отже, незважаючи на нульове математичне очікування добового небалансу, проміжні значення можуть мати досить великі значення, що потрібно враховувати при виборі системи акумулювання 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 акумулювання, враховуючи наявність значних випадкових «викидів» (екстремальних значень). Оскільки імовірність таких значень мала (див. рис. 7.12), доцільним видається застосування довірчих інтервалів при заданій імовірності, використання заданих порогових значень, а доцільна затребувана ємність акумуляторів визначається розподілом небалансу (рис. 7.14). 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 800-1000кВті має параметри мінливості небалансу як випадкових відхилень від середнього режиму навантаження:

$$\text{СКВ} \{P(t)\} = \sigma_P = 35 \text{ кВт}, \text{СКВ} \{E_{\Delta}(t)\} = \sigma_K = 152 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Для довірчої імовірності $\gamma=0,9$ 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 випадку заміни частини генерації на ВДЕ, наприклад при потужності ВЕС 200 кВт та потужності СЕС 200 кВт, матимемо: $\sigma_P=55$ кВт, $\sigma_K=244$ кВт·год. Тоді за тої ж довірчої імовірності матимемо потребу в ефективній ємності акумулювання 400 кВт·год та потужності 90 кВт. Отже, додаткова потреба в потужності акумулювання складе 30 кВт, або 8% від номінальної потужності ВДЕ. Однак обсяг втраченої енергії при цьому зростає, оскільки зріс розмах (СКВ)

небалансу. Для збереження рівня втрат при тих же умовах потрібно прийняти $\gamma=0,94$; $\kappa_\gamma=1,88$. Тоді потрібна потужність акумулювання становитиме 103 кВт, або додаткових 43 кВт (11% від потужності ВДЕ).

У відносних одиницях для споживача потужністю P_0 (кВт) при частці ВДЕ рівній $0,4P_0$ гарантований з надійністю 90% баланс забезпечується при виборі акумулятора потужністю $\sim 0,1P_0$ (кВт) та ємністю $\sim 0,5P_0$ (кВт·год) при добовому прогнозуванні. При орієнтації на середньомісячний режим споживання за багаторічними даними потрібна ємність $\sim 10P_0$ (кВт·год). Якщо ж номінальна потужність ВДЕ сягне P_0 при рівних частках ВЕС та СЕС та відсутності прогнозування, ефективна ємність акумулювання сягне $\sim 12P_0$ (кВт·год). Отже, з урахуванням традиційних показників використання встановленої потужності ВЕС та СЕС додаткова потреба в акумулюванні буде приблизно рівна половині добового споживання. Зазначимо, що така потужність ВДЕ не покриває загальну потребу споживача, оскільки коефіцієнт використання номінальної потужності ВЕС та СЕС значно менший одиниці.

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.

7.3. Прогнозування поточної потужності енергії з відновлюваних джерел

7.3.1. Постановка задач прогнозування

Зростання частки вітрових та сонячних електростанцій у складі енергосистеми довільного рівня (локальної, регіональної, об'єднаної) ускладнює можливості регулювання енергобалансу в силу випадкового характеру надходження вітрової 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 об'єктів інфраструктури. Як наслідок, регулятори енергосистеми повинні скласти детальні плани розрахункового виробітку електроенергії. Одним з проблемних питань є зростання потреби у регулюючих (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'єкту або значення величини, що характеризує об'єкт або процес, через певний проміжок часу [16]. Процес прогнозування потребує побудови математичної моделі для

залежності прогнозової величини від певних факторів та, власне, отримання прогнозу на основі розробленої моделі.

При зростанні частки ВДЕ збільшуються вимоги головним чином до резерву категорії від 15 хв. до 1 години (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 – періодичне оновлення прогнозу суттєво 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», визначають 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 і 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 обраної метрики помилок. У якості числових показників (метрик) часто використовують такі стандартизовані величини, як середні відхилення, середньоквадратичне відхилення або середньоквадратичну помилку, середню абсолютну похибку, максимальні похибки. Стабільність результатів може бути охарактеризована декількома способами. Найбільш загальним є побудова емпіричної функції розподілу похибки та її визначення. На практиці ж частіше використовують наступні показники: максимальна похибка, математичне очікування похибки, середньоквадратичне відхилення (стандартна девіація) похибки, як у 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 у енергії, то збільшитись при зростанні потреб вона не може

внаслідок обмеженої швидкості вітру. Тому чим більша частка вітрової енергії, тим важче утримувати баланс енергосистеми.

Прогнозування у відновлюваній енергетиці набуло розвитку за останні 20 років. Потреба у прогнозуванні залежить від рівня впровадження вітрової енергетики. Вважається, що при частці встановленої потужності ВЕС у загальному обсязі на рівні 5% потреба у точному прогнозуванні стає нагальною, а для рівня 10% і вище – критично необхідною. Методи прогнозування вітрової енергії загалом можна розділити на фізичні та статистичні [17]. Перші досліджують фізичні властивості атмосфери та її взаємодію з землею поверхнею, другі базуються на статистичних закономірностях. Фізичні моделі використовують різні фізичні фактори, як то характер місцевості, перешкоди, тиск і температуру 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 3-вимірному просторі з градацією по висотах. Початок розрахунку ініціюється декілька разів на день, в якості початкових умов використовуються дані космічних супутників, радарів, радіозондів та наземних станцій. Для спрощення розрахунків просторова дискретність моделей обирається досить протяжною, від 40 до 90 км. Середньомасштабні або обмежені в просторі моделі можуть мати більш густу сітку і 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*). 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 і 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 багатоваріантні 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 [18].

Результати різних досліджень показують, що середня похибка прогнозу становить 10-20% від встановленої потужності ВЕС [19, 20] для прогнозу на добу вперед. Модель просторової кореляції враховує співвідношення швидкості вітру на різних площадках. Цей тип моделей більш трудомісткий, ніж традиційні моделі, оскільки потребує обробки великого обсягу даних; похибки моделі при дослідженні знаходилися 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 [21]), 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 з ряду причин прогнозується саме швидкість вітру, а не потужність ВЕС. 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 швидкості 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 зокрема вплив регулярних факторів, пов'язаних з процесом експлуатації та обслуговування станції. Прогноз швидкості вітру, який виконується метеослужбами, дозволяє передбачити потужність вітру на площадці ВЕС, при цьому статистична обробка попередніх прогнозованих та фактичних значень швидкості вітру (модель MOS) дозволяє врахувати різницю в характері вітрового потоку на площадці 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. Результуюча точність прогнозу зростатиме зі збільшенням врахованих чинників, наприклад, при врахуванні даних декількох прилеглих до ВЕС метеостанцій, з подальшим перерахунком до площадки 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 ВЕС.

Для прогнозу потужності ВЕС використовується прогнозована швидкість вітру і стандартна крива потужності технічно справної ВЕС. Оскільки швидкість вітру визначається з певним часовим інтервалом, то проміжні значення потужності обчислюються методами інтерполяції.

Отже, на даний 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. Отже, крім точності прогнозування, при виборі 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, застосовуючи ретроспективну статистичну обробку і методи регресійного аналізу. Виконання розрахунків з дискретністю 6 годин забезпечує майже вдвічі вищу точність, ніж при прогнозі на добу. Має значення також однорідність ландшафтних та погодних умов на площадці, 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 3-х 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 складала 2,2-2,4 м/с, середня відносна похибка – до 30 %; враховано дані також 3-х прилеглих метеостанцій.

Приклад порівняння прогнозованих та фактичних даних для прогнозу за добу наперед та з оновленням через кожні 6 годин для днів, коли спостерігалась різка зміна швидкості вітру, зображено на рис 7.15.

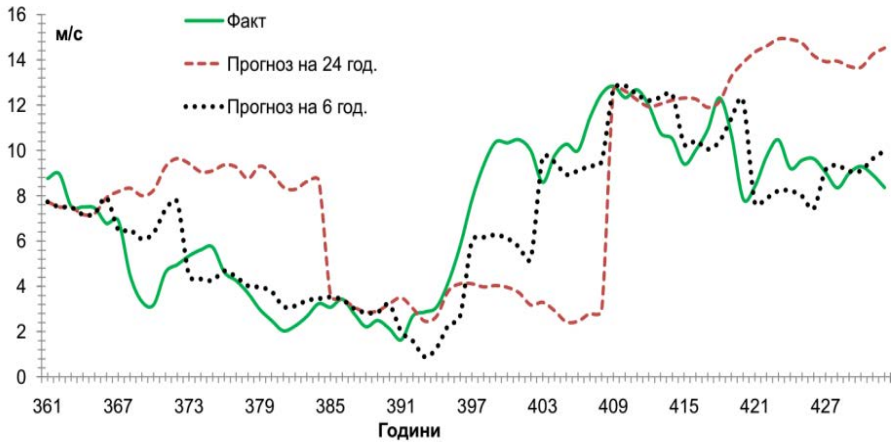


Рис. 7.15. Зміна точності прогнозу при зменшенні часового інтервалу

Середньоквадратична похибка швидкості вітру при регулярному оновленні прогнозу в даному прикладі зменшилась з 4,4 м/с до 1,8 м/с, а відносна похибка – з 62 % до 25 %.

7.3.3. Прогнозування надходження сонячної енергії

Частка сонячної енергетики інтенсивно зростає в енергосистемах усього світу. Сонячна енергія використовується для багатьох процесів, у тому числі 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. 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 і відповідної фотоелектричної енергії швидко розвивається. Актуальними стають прогнози на різні часові горизонти, починаючи від декількох хвилин до декількох днів вперед. Дослідженням у цій галузі присвячено окреме завдання Міжнародного енергетичного агентства [22], а саме Програма фотоелектричної енергетики (IEA-PVPS).

Для прогнозування сонячної і фотоелектричної енергії використовуються різноманітні ресурси, включаючи традиційні погодні дані,

інформацію діючих сонячних електричних станцій, аерокосмічні спостереження за хмарним покривом, різні числові, тобто аналітичні моделі прогнозу погоди (NWP-моделі). Придатність цих ресурсів варіюється в залежності від горизонту прогнозування: для короткострокових прогнозів (до шести годин) краще використовувати дані вимірів, у той час 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 і 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 залежать від інструментарію та доступної синоптичної інформації, зокрема даних з метеостанцій і супутників, систем керування СЕС, можливостей аналітичних NWP-моделей [23].

Методи прогнозування в загальних рисах можна охарактеризувати як фізичні або статистичні. Фізичний підхід використовує моделі поведінки сонячної і фотоелектричної енергії, а статистичний підхід спирається на накопичені дані для визначення тенденцій. Такими даними є статистичні дані щодо 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 із розсіяною (для плоских панелей) або лише пряма (для панелей з концентраторами). Потужність СЕС розраховують відповідно до прогнозованих освітленості горизонтальної площадки та температури навколишнього середовища. Додатковими факторами можуть бути швидкість вітру та вологість повітря, але їх вплив загалом незначний. Якщо прогноз стосується великої кількості площадок, 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 таблиці 7.1 [22].

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

Короткострокове прогнозування (*Intra-day*) визначає прогноз від 0 до 6 годин наперед. Короткострокові прогнози є важливим компонентом інтеграції до енергосистеми.

Для прогнозу сонячної енергії використовуються різні методології, в залежності 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 хвилин 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 і 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 спектру (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 проєктуватися вперед на тривалий інтервал часу.

Однією з ключових умов для СЕС є прогнозування «на добу вперед» у рамках зони, керованої певним оператором енергосистеми. Ці прогнози, як правило, потрібно надавати близько полудня, і стосуються вони кожної години наступного дня. Отже, прогнози на добу вперед повинні насправді надходити принаймні за 36 годин, в залежності 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 є трудомісткою операцією, не завжди забезпеченою достатньою інформацією, можливе використання окремих прогнозів для характерних точок та їх інтерполяція на всю область. Вибір підмножини може бути і випадковим і виконаним з певним кроком. Як правило, сукупна похибка прогнозу для області менша, ніж для окремих точок [22], через взаємну компенсацію похибок (рис. 7.16) [22]. Але зменшити похибку шляхом простого розширення області не можна без урахування кліматичних відмінностей – інтерполяція прийнятна для областей з однорідними умовами.

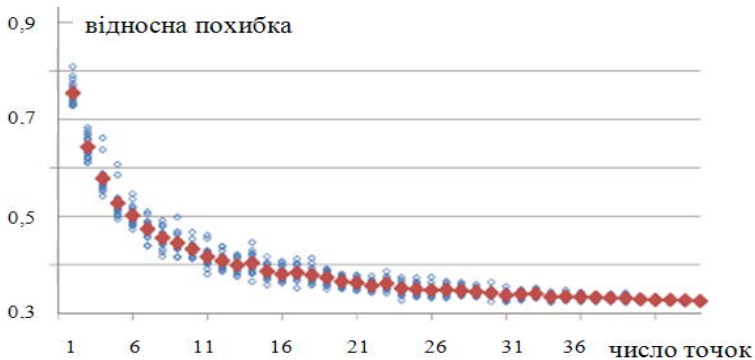


Рис. 7.16. Залежність сукупної похибки прогнозу від кількості площадок

Аналіз результатів застосування різних методів свідчить, що часові проміжки з переважно сонячною погодою (навесні, влітку) 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 визначення точності того чи іншого методу потрібне порівняння умов, за яких здійснюється прогнозування. Потрібні орієнтири щодо точності, яку можна очікувати від кращих сучасних моделей у даному регіоні. Орієнтири слугують для порівняння можливостей певного методу прогнозу в різних регіонах – так, за результатами дослідження ІЕА, значення середньоквадратичної похибки становило 20-35 % в Іспанії, і досягало 40-60 % у Центральній Європі при прогнозуванні за тою ж моделлю. Кращі результати в прогнозуванні на наступний день, досягнуті з застосуванням подальшої статистичної обробки, досягали 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 годин через хаотичну природу хмароутворення.

Показники оцінки точності можна використовувати для визначення довірчого інтервалу прогнозу, коли замість детермінованих значень похибок визначається розподіл або рамки очікуваних значень.

7.3.4. Особливості імовірнісного підходу

В основу прогнозування на початкових етапах було покладено детермінований підхід, що практикується на енергетичних ринках із значним – до кількох відсотків загального споживання – рівнем проникнення відновлюваної електроенергії [24]. 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, і часто у вигляді прогнозованої невизначеності (ймовірних варіацій прогнозованого значення). Поки що такі прогнози не отримали широкого застосування, але вони можуть забезпечити значні можливості для покращення економічних результатів та надійності резервування в електроенергетиці, використовуючи додаткове інформаційне наповнення [25].

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 [26]. Однак зростання частки відновлюваної енергетики збільшує вимоги до якості прогнозування, і одиночних оцінок стає недостатньо.

Чому і де слід застосовувати саме прогнози невизначеності? У метеорології це традиційно стосується прийняття рішень, що стосуються безпеки (при попередженні 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 у діловій практиці дуже повільна. Важливим є розуміння джерела невизначеності в процесі прогнозування; так, згідно з Всесвітньою метеорологічною організацією (ВМО), основними джерелами невизначеності в прогнозах погоди є: атмосферна непередбачуваність, невизначеність у інтерпретації даних, похибки при складанні прогнозу та інтерпретація результатів прогнозування [27].

Помилка прогнозу – це фактичне відхилення прогнозованого значення від виміряного значення в той же момент часу (в минулому чи теперішньому), тоді як прогнозована невизначеність відноситься до можливого діапазону помилок прогнозування у майбутньому. Для конкретного часу очікування $t+k$ з прогнозним часовим горизонтом k інтервал прогнозу на момент часу t містить лише інформацію щодо границь розподілу з певною імовірністю:

$$Prob\{P_{t+k}^L \leq P_{t+k} \leq P_{t+k}^H\} = \tau^H - \tau^L = \alpha, \quad (7.1)$$

де τ^H та τ^L – квантілі інтервальні обмеження; α – ймовірність знаходження шуканого значення потужності P_{t+k} всередині визначеного інтервалу в момент часу $t+k$ [28].

При формуванні програми ІЕА «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 у 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 імовірності), або з ансамблю прогнозів щодо цільової змінної. Так, в моделі авторегресії (ARIMA) розкид значень прогнозу визначається амплітудою випадкової складової (білогошуму). З функції щільності розподілу ймовірностей PDF (*Probability Density Function*) можна отримати квантілі та моменти вищого порядку.

Потужність електроустановки можна вважати стохастичною змінною, і представляти його як імовірнісну функцію. Її властивості можуть бути представлені квантілями, моментами розподілу (наприклад, середнє значення та дисперсія) або повною PDF. Досить поширеним способом візуалізації є сукупність сценаріїв процесу (рис. 7.17) [24].

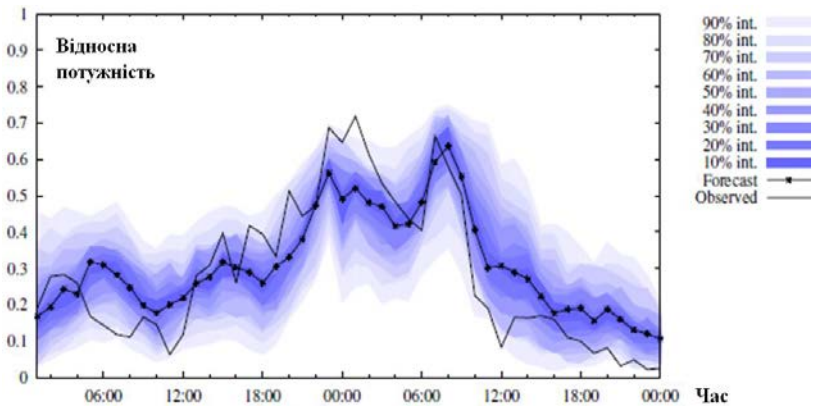


Рис. 7.17. Візуалізація інтервалів прогнозу ВЕС

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 – вони дешеві і прості у застосуванні. Недолік – нема 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 із 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 імовірнісні прогнози потужності ВДЕ, потрібно врахувати ряд аспектів, особливо вирішальне значення має правильна математична вибірка з похибок прогнозів для репрезентативності результатуючої 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 у 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 із 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 відсотків. Мова йде 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 % від реальної потужності, яка видається кожну годину в мережу». Вимоги щодо прогнозу сонячної енергії сформульовано більш жорстко, ніж для ВЕС (мова йде про прогноз на кожну годину, а база розрахунку похибки – поточна потужність), проте ці вимоги все ж значно реалістичніші, ніж у 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 [29], 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 з 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 на протязі доби за результатами поточних вимірювань. Якщо контролювати не погодинний графік потужності генерування, а сумарне генерування електроенергії за добу, то, як правило, похибка вкладається у встановлені норми.

Потреби у розробці та вдосконаленні сучасних методів прогнозу обумовили такий міжнародний проєкт, як IEA WindTask 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 проекту є рекомендована МЕА практика вибору рішень з прогнозування відновлюваної енергії. Метою проекту 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 відновлюваними джерелами енергії до загальної енергосистеми

Переважно більшість потужностей електростанцій, що використовують ВДЕ, становлять великі станції, що працюють на загальну електромережу, так звані промислові станції. У першу чергу це вітрові та сонячні (фотоелектричні) станції, для яких робота у складі об'єднаної енергосистеми потребує особливих заходів. Суть цих особливостей можна показати на прикладі великих вітроелектростанцій, які були історично першими станціями такого типу. Надалі аналогічні задачі, що стосуються мінливої природи енергоносія, вирішувались для сонячних електростанцій.

Зазвичай до промислових ВЕС відносять станції, що працюють у єдиному режимі з іншими електростанціями електроенергетичної системи (ЕЕС). До складу ВЕС входять: вітроелектричні установки (ВЕУ), мережа збору потужності, центральна підстанція (якщо напруга внутрішньої мережі відрізняється від напруги в точці приєднання) та будівлі для розміщення персоналу станції.

За свою історію вітроенергетика пройшла шлях від експериментальної науки до потужної галузі електроенергетики. За цей час було створено безліч різних схем перетворення енергії вітру в електричну. Кожна з них має свої як переваги, так і недоліки. Кількість ВЕУ у складі однієї електростанції може складати від однієї до декількох сотень турбін. Максимальна потужність одиничної ВЕУ вже перетнула позначку в 10 МВт.

Перші промислові вітроелектричні установки було обладнано асинхронними генераторами (АГ) з короткозамкненим або фазним ротором. Потужність їх складала від 30 кВт до 450 кВт. АГ знайшли широке застосування на ВЕУ насамперед через високу надійності, низьку вартість і простоту підключення до електричної мережі. Однак дане рішення мало ряд істотних недоліків – значні динамічні навантаження на елементи ВЕУ та споживання генератором реактивної потужності для створення магнітного поля. Незважаючи на ці недоліки, на базі ВЕУ цього типу побудовано значну кількість ВЕС, які продовжують працювати.

Зі збільшенням встановленої потужності вітрових електростанцій у балансі ЕЕС зростали і вимоги до цих електростанцій з боку системних

операторів [30] і АГ, безпосередньо з'єднаний з електричною мережею, вже не міг відповідати цим вимогам. До того ж ефективність БЕУ була досить низькою. Це вимагало принципово нових конструктивних рішень.

Підвищити ефективність та розширити можливості з надання системних функцій ВЕС стало можливим за рахунок використання на БЕУ силової електроніки для підключення генератора до електричної мережі. Це дозволило відокремити частоту обертання ротора генератора від частоти мережі. Застосування силових перетворювачів на БЕУ забезпечує стабільність напруги і частоти на виході в більш ширшому діапазоні при зміні частоти обертання ротора, дозволяє керувати потоками реактивної потужності та використовувати як синхронний, так і асинхронний генератор.

На початковому етапі потужність силового перетворювача через його високу вартість покривала лише до 40% від номінальної потужності генератора, і встановлювався він у коло фазного ротора АГ. Така схема отримала назву БЕУ з генератором подвійного живлення. У подальшому потужність силового перетворювача було збільшено до встановленої потужності генератора. До перетворювача було приєднано обмотку статора (рис. 7.18).

На БЕУ з повним перетворювачем потужності можливо використовувати генератори з різною частотою обертання: швидкохідні генератори (до 2000 об/хв.); генератори із середньою швидкістю обертання (до 500 об/хв.); тихохідні генератори (до 30 об/хв.).

Принцип роботи БЕУ з повним перетворювачем розглянуто на прикладі синхронного генератора. Під впливом вітрового потоку генератор виробляє змінний електричний струм за частоти, відмінної від частоти мережі. Цей струм за допомогою першої ланки перетворювача (інвертора з боку генератора) перетворюється в постійний (точка DC1 на рис. 7.18). Якщо швидкість вітру нижче номінальної, то значення напруги на виході першої ланки перетворювача не досягає необхідної величини (як правило, 400 В) і тому підвищується перетворювачем до потрібного рівня (точки DC1 і DC2). Після цього, постійний струм за допомогою інвертора з боку електричної мережі перетворюється на змінний трифазний струм з постійною частотою 50 Гц, і через трансформатор видається в електричну мережу.

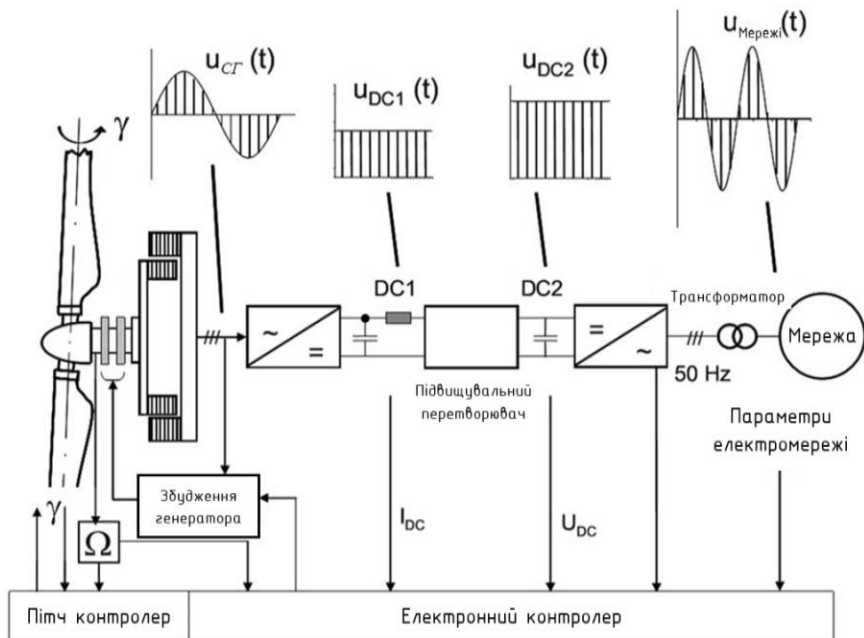


Рис. 7.18. Схема ВЕУ з перетворювачем та синхронним генератором

У разі застосування на вітроелектричній установці асинхронного генератора реактивна потужність, необхідна для створення магнітного поля, може бути отримана в інверторі з боку генератора. До недоліків цього рішення можна віднести наявність високочастотних гармонік, тому ці вітроелектричні установки обладnano відповідними фільтрами.

Мережа збору потужності призначена для збору та видавання електричної потужності від окремих вітроелектричних установок на шини центральної підстанції (ЦПС) (рис. 7.19). У залежності від потужності вітроелектростанцій та конфігурації розташування вітроелектричної установки, виконання мережі може бути кабельним, повітряними лініями або комбінованим. Остання характерна для потужних вітроелектростанцій. Для збору електричної потужності вітроелектричні установки з'єднуються послідовно у фідери. Далі кожен фідер власною лінією електропередавання приєднується безпосередньо до центральної підстанції або до проміжного розподільного пристрою.

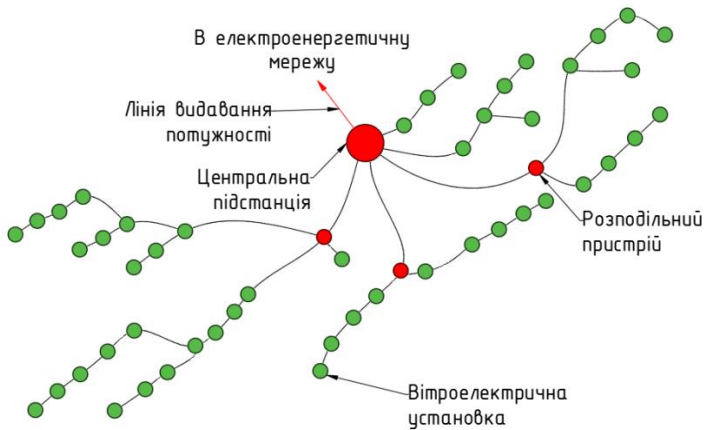


Рис. 7.19. Схема збору потужності промислової ВЕС

Центральна підстанція призначена для збору потужності від окремих фідерів та підвищення напруги до рівня напруги в точці приєднання до електричних мереж. Конструктивне виконання ЦПС залежить від потужності ВЕС та способу приєднання до електричних мереж [31]. Зазвичай це блочна або місткова схема (рис. 7.20).

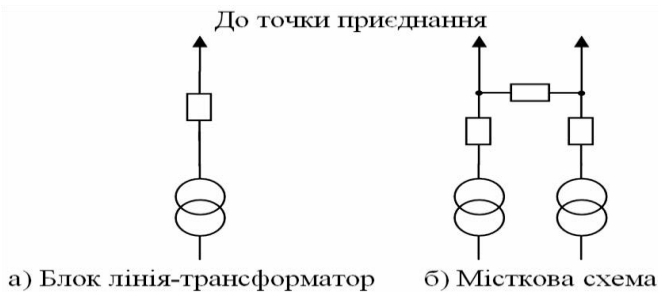


Рис. 7.20. Схеми розподільних установок ЦПС ВЕС

Можливі наступні варіанти приєднання ВЕС до електричної мережі:

- відгалуженням від існуючої лінії електропередавання;
- в розтин лінії електропередавання;
- на шини іншої підстанції електроенергетичної мережі.

Якщо напруга внутрішньої мережі та напруга в точці приєднання однакові, то замість ПС будується розподільний пристрій (РП). За такою схемою будуються ВЕС незначної потужності (близько 30 МВт).

Напруга ЦПС у точці приєднання до мережі залежить від класу напруги електричних мереж та потужності ВЕС. Приклади напруги в точці приєднання в залежності від потужності ВЕС зображено на рис. 7.21.

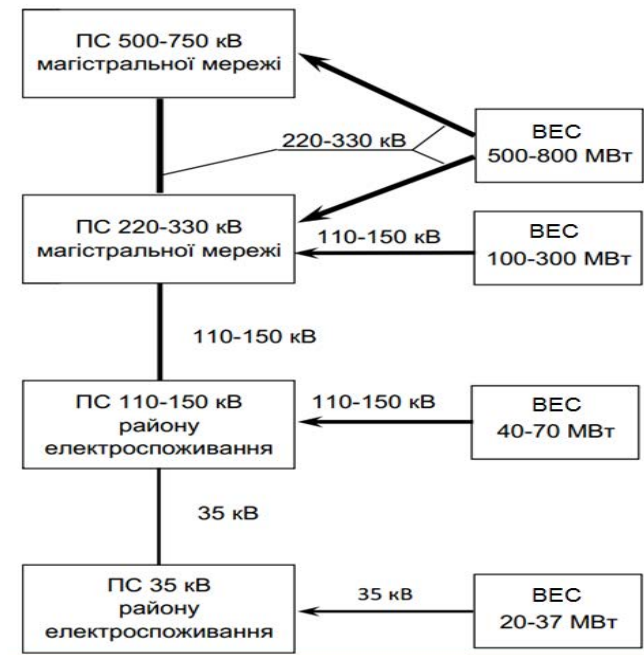


Рис. 7.21. Значення напруги в точці приєднання ВЕС

При інтегруванні ВЕС до загальної енергосистеми слід зважати на наступну обставину. Робота вітрових електростанцій, на відміну від традиційних, характеризується ймовірнісним характером генерування електричної енергії. Впродовж доби можливі часті зміни величини генерованої потужності в значному діапазоні. Це висуває певні вимоги до електроенергетичної системи при сумісній роботі ВЕС з іншими електростанціями [30, 32], тому їх інтеграція до електроенергетичної системи потребує вирішення ряду задач, пов'язаних з природними особливостями роботи цих електростанцій та структурою генеруючих джерел енергосистеми [33]. Головні з цих задач – це потреба в додаткових резервних потужностях для компенсації змін у генерації ВДЕ, забезпечення надійності функціонування енергосистеми та запобігання можливому погіршенню якості електроенергії.

Зміни потужності генерованої ВЕС можуть відбуватись досить швидко. Особливо це стосується ситуацій, викликаних несприятливими погодними умовами. Як приклад наведемо опис зміни потужності ВЕС на заході Техасу (США), викликаній бурею [34].

24 лютого 2007 р. о 9-й годині ранку сукупна генерована потужність ВЕС складала більше 2000 МВт, що відповідало близько 70 % від встановленої потужності (2900 МВт). Наступної години внаслідок несприятливих погодних умов на всій західній частині штату більшість вітроелектричних станцій змушені були знизити потужність та зупинитись. Загальна генерація ВЕС даного району скоротилася приблизно на 1500 МВт за час близько двох годин. Зокрема, одна ВЕС потужністю 200 МВт за 11 хвилин втратила 150 МВт, що складає 75 % від встановленої потужності. Однак за рахунок розосередження ВЕС на значній території негативний вплив було зменшено. Окрім цього, дана подія була прогнозована, тому заздалегідь було передбачено резерв потужності на інших електростанціях.

Зауважено, що для групи ВЕС генерована потужність завжди нижче встановленої та майже завжди більше нуля. Таким чином, при збільшенні кількості вітроелектричних станцій результуюча відносна зміна потужності буде меншою, ніж для окремої електростанції.

Також слід зазначити, що невизначеність генерації ВЕС може привести до неоптимального складу генеруючих одиниць на розрахунковий період для балансування ЕЕС. При раптовій зміні робочої потужності, наприклад, швидке зростання або стишення вітру, електростанції, що знаходяться в роботі, повинні мати достатній резерв для завчасного реагування на такі зміни. Навіть за умов високої точності прогнозу потужності ВЕС вплив може бути істотним. Для забезпечення надійного електропостачання споживачів за таких умов роботи ЕЕС повинна бути достатньо гнучкою [33].

ЕЕС вважається гнучкою, якщо вона може впоратись з невизначеністю та мінливістю попиту і генерації електричної енергії за умови збереження надійності роботи енергосистеми при помірних додаткових витратах. Забезпечити гнучкість електроенергетичної системи можуть високоманеврові електростанції, системи зберігання електричної енергії та кероване навантаження [35]. 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 дуже важливо кількісно оцінити вимоги до гнучкості енергосистеми для оптимального планування розвитку генеруючих джерел.

В Енергетичній стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» від 2017 р. планується будівництво нових високоманеврових потужностей на базі електрохімічних накопичувачів – літій-іонних (Li-ion) акумуляторів. За рахунок високої швидкодії та коефіцієнту корисної дії Li-ion накопичувачі досить добре себе

zareкомендували для покриття пікових зон добового графіка та для підвищення стійкості і гнучкості енергосистем при інтеграції відновлюваних джерел енергії. Також вони можуть досить ефективно використовуватись для розміщення первинного резерву ЕЕС. До недоліків даної технології слід віднести відсутність можливості зберігання енергії протягом тривалого часу та значну вартість.

Інтеграція ВДЕ до електроенергетичної системи України здійснюється в першу чергу за рахунок заміщення потужності енергоблоків теплових електростанцій (ТЕС) [36]. Зменшення кількості енергоблоків теплових електростанцій у добовому графіку покриття навантажень ОЕС України веде до зменшення регулюючого діапазону електроенергетичної системи. Це, у свою чергу, вимагає від блоків ТЕС більш жорстких умов роботи, що може позначитись на надійності роботи Об'єднаної енергосистеми України в цілому.

Для зменшення можливого негативного впливу відновлюваних джерел енергії 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 «Gridcode»). Згідно вимог ці станції повинні мати можливість підтримки балансу активної потужності, постачати реактивну потужність до мережі, та виконувати контроль частоти і напруги в точці приєднання. Подібні вимоги було впроваджено і в Україні [31].

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) та такі, що потребують зміни структури ЕЕС. До перших можна віднести наступні заходи:

- визначення оптимального розподілу потужності вітрових станцій між окремими площадками з точки зору використання існуючого регулюючого діапазону ОЕС;

- встановлення спеціальних вимог до роботи ВДЕ в електроенергетичній системі;

- використання моделей обладнання ВДЕ, які можуть виконувати функції з підтримки стабільної роботи ЕЕС;

- впровадження служб прогнозування погодинної потужності на добу вперед;

- вибір оптимальної потужності ВДЕ з точки зору пропускної здатності електричної мережі.

До другої групи можна віднести такі заходи:

- модернізація існуючих електростанцій для збільшення регулюючого діапазону електроенергетичної системи;

- розвиток та підсилення електричних мереж ЕЕС.

Заходи, що відносяться 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, у разі потреби, внесення змін в уже існуючі нормативні документи. Такі заходи не вимагають значних витрат та дозволяють максимально використати існуючу структуру ЕЕС.

7.5. Перспективи «зеленого» електротранспорту

7.5.1. Потенційні можливості електротранспорту як споживача відновлюваної енергії

Необхідною умовою розвитку та широкого впровадження систем на основі ВДЕ є підвищення ефективності роботи установок даного типу шляхом збільшення сфер їх застосування, участь в регулюванні графіку навантаження об'єднаної енергосистеми (ОЕС), а також підвищення ефективності передачі енергії споживачам шляхом удосконалення існуючих систем акумулювання, перетворення та стабілізації параметрів електроенергії.

Враховуючи «Концепцію «Зеленого» енергетичного переходу України до 2050» [37], а також перспективи впровадження технологій «SmartGrid» у національну електричну мережу, постає питання про створення єдиних підходів до вибору генеруючого та акумулюючого устаткування як класичних, так і комплексних систем електроживлення на основі відновлюваних джерел енергії. Важливою умовою застосування ВДЕ має бути відсутність негативного впливу на режими роботи централізованої енергосистеми. Одним із способів є використання ВДЕ для забезпечення розвитку зарядних станцій електромобілів. Додатковими обставинами, крім зменшення впливу на роботу електромережі, є потреби як у розширенні мережі таких зарядних станцій, так і в повнішому використанні місцевого енергетичного потенціалу Ці обставини було покладено в основу проведення пошукових робіт з дослідження режимів роботи устаткування на основі ВДЕ для зарядження акумуляторів енергії в складі комплексних енерговузлів з метою встановлення ефективних методів зарядження електромобілів. При цьому враховуються наступні фактори: випадкова природа виробітку енергії вітро- та фотоелектричними установками, оптимальне співвідношення ємності акумуляторної батареї, потреб споживача, потужності відновлюваного джерела енергії, економічно обґрунтованого вирішення питання поєднання потужностей різних відновлюваних джерел в комплексних системах з акумуляторними батареями.

Ринок електромобілів є важливою складовою сучасного розвитку світового ринку транспортних засобів. Зокрема, в 2019 році загальносвітовий показник продажу електромобілів склав більше 2,1 млн. одиниць, а сумарна їх кількість в світі досягла 7,2 млн [38]. Лідируючими в цьому напрямку країнами

виступили Китай та Японія. В Європі відзначилися майже дворазовим збільшенням ринку екологічного транспорту.

Розвиток відновлюваної енергетики та електротранспорту в Україні має схожий характер із загальносвітовою тенденцією, однак початок їх розвитку відбувся дещо пізніше, що пояснюється економічною та суспільно-політичною ситуацією.

За інформацією Міністерства інфраструктури України на даний час автомобільна транспортна система України налічує більше 9,2 млн транспортних засобів, у тому числі: 6,9 млн легкових автомобілів, біля 250 тис. автобусів, близько 1,3 млн вантажних автомобілів та понад 840 тис. одиниць мототранспорту [39]. При цьому, абсолютно увесь класичний автотранспорт слід вважати потенційним на заміну відповідними електричними транспортними засобами, що можна пояснити загальносвітовою динамікою стабільного зростання електромобілів, яка спостерігається протягом останніх 5 років, у тому числі і в Україні.

ВДЕ в енергетичній сфері, так само як і електротранспорт в транспортній галузі, відіграють все більшу роль, і, за прогнозами експертів, дана ситуація тільки підсилюватиметься. Швидкі темпи приросту роблять актуальним питання будівництва зарядних станцій електромобілів (ЗСЕМ). Робота таких зарядних станцій від централізованих мереж у нічний час сприятливо впливатиме на графік навантаження енергосистеми, однак у пікові періоди доби (з 8 до 11 та з 17 до 21 години) може збільшити споживання, що негативно відобразиться на роботі мережі в цілому. Зважаючи на це, актуальним є розширення варіантів застосування автономних систем електроживлення на основі ВДЕ, без підключення до ОЕС.

Одним із варіантів розширення обсягів застосування ВДЕ (у ракурсі збільшення кількості ЗСЕМ) є використання в якості джерела енергії для автономних зарядних станцій електромобілів вітроелектричних, фотоелектричних чи комплексних вітро-сонячних енергоустановок. При цьому, впровадження зарядних станцій на основі ВДЕ не впливатиме на центральну електромережу, підвищить показник використання енергетичного потенціалу відновлюваних джерел та покращить екологічну ситуацію місцевості, де рухаються електричні транспортні засоби.

На сьогодні робота зарядних станцій з використанням ВДЕ вивчена в неповній мірі, що пояснюється відсутністю єдиних підходів до визначення умов реалізації станцій даного типу. Потребують дослідження режими роботи відновлюваного джерела енергії, що впливають на вибір ємності тягових акумуляторних батарей електромобілів та методу зарядження АБ, вплив випадкового характеру надходження енергії вітру та сонячного випромінювання на вибір буферних акумуляторів станції та інше, що вимагає проведення відповідних пошукових робіт.

Враховуючи швидкі темпи приросту об'єктів відновлюваної енергетики з однієї сторони, та не менш стрімкий розвиток приросту електромобілів з іншої, на сьогоднішній день стає актуальним питання розвитку

інфраструктури зарядних станцій, які зможуть заряджати акумуляторні батареї від установок на основі ВДЕ як класичними, так і новими методами «швидкого» заряду.

Реалізація зарядних станцій з використанням енергії сонячного випромінювання та вітру вимагає вирішення ряду питань, пов'язаних з встановленням технічних умов зарядних станцій даного типу, математичного описання процесів перетворення та акумуляування енергії з врахуванням специфіки процесу зарядження електромобіля та аналізу економічної доцільності впровадження таких станцій в Україні. Крім того, для розвитку ринку електротранспорту важливими є не тільки техніко-економічні умови реалізації зарядних станцій, але й умови формування мереж зарядних станцій, що пояснюється обмеженою відстанню пробігу електромобіля. Ринок електромобілів слід вважати новим для України, він знаходиться на етапі інтенсивного розвитку, що обумовлює потребу розвитку мереж зарядних станцій для електромобілів різних типів.

7.5.2. Використання установок на основі відновлюваних джерел та буферних акумуляторів енергії

Найбільш стабільним способом живлення зарядної станції є використання централізованої електричної мережі. Однак у такому випадку виникає питання наявності необхідної потужності електромережі та впливу великих навантажень під час швидкого заряду на якість роботи мережі. На станціях такого типу можливе застосування буферного акумулятора енергії, який в нічний час накопичуватиме заряд, а в денний період, коли найбільший попит, буде спрацьовувати збережену енергію. Однак даний підхід не вирішує питання пропускну здатності мережі, і у випадку невеликих потужностей підведених централізованих ЛЕП не дасть бажаного результату.

Альтернативний підхід полягає в розвитку мереж зарядних станцій з буферними акумуляторами енергії при використанні вітроелектричних, фотоелектричних чи комбінованих вітро-сонячних енергоустановок. Даний підхід не обмежується наявними потужностями ЛЕП і може бути реалізованим у будь-якій місцевості.

Враховуючи високі темпи зростання ринку електромобілів, для вирішення наукової проблеми з розширення можливостей застосування вітрового та сонячного енергетичного потенціалу на території України без негативного впливу на роботу енергосистеми необхідно вирішити наступні задачі:

- проаналізувати існуючі підходи до формування мереж ЗСЕМ з використанням енергії вітру та сонячного випромінювання;
- розробити математичні моделі процесу зарядження електрохімічних акумуляторних батарей від вітроелектричних, фотоелектричних та комбінованих вітро-сонячних енергоустановок, що входять до складу ЗСЕМ;

– обґрунтувати раціональні параметри буферних акумуляторів енергії та енергетичного обладнання і устаткування відновлюваної енергетики в залежності від балансових потреб зарядної станції.

Реалізація ЗСЕМ з використанням БЕУ та ФЕБ проводиться за умови оцінки регіональних та сезонних особливостей надходження енергії вітру та сонячного випромінювання відповідно. За умови комплексного застосування двох відновлюваних джерел енергії після отриманої оцінки визначається їх оптимальне співвідношення, яке дозволить реалізовувати найбільш ефективний заряд електромобілів у межах року. При цьому належить керуватися відповідними критеріями оптимальності.

Структурна схема ЗСЕМ представлена на рис. 7.22.

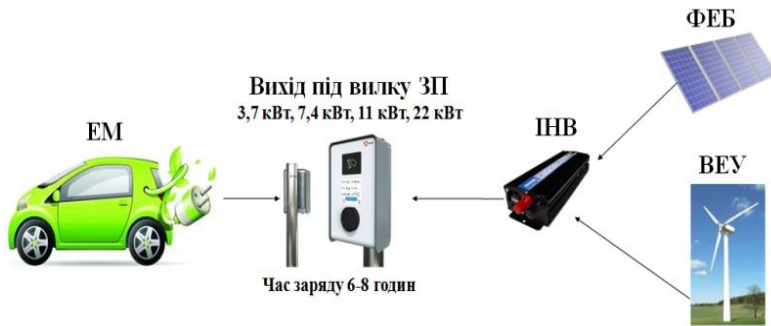


Рис. 7.22. Схема заряду електромобілів від установок змінного струму на основі ВДЕ:

ФЕБ – фотоелектрична батарея; ВЕУ – вітроелектрична установка;
ІНВ – інвертор; ЗП – зарядний пристрій; ЕМ – електромобіль.

Врахування відмічених вище умов дозволяє реалізовувати та розвивати ефективну мережу ЗСЕМ з використанням вітроелектричних та фотоелектричних установок як первинних генераторів електричної енергії, що в свою чергу дозволить розширити можливості застосування енергетичного потенціалу вітру та сонячного випромінювання на території України.

Враховуючи, що у періоди штилю мають місце провали у виробітку енергії вітроустановками, найдоцільніше використати для зарядної станції комбінацію «вітроелектрична установка - буферний акумулятор енергії», що дозволить вирішити питання вирівнювання виробітку електричної енергії з її споживанням. Однак залишається актуальним питання визначення доцільної ємності буферної АБ при комплексному використанні декількох відновлюваних джерел генерування електроенергії, що дозволить зменшити капітальні витрати при забезпеченні обслуговування більшої кількості електромобілів.

Розрахунок ємності буферної АБ ЗСЕМ на основі ВЕУ необхідно проводити при заданих параметрах потреби споживача, тобто при врахуванні необхідної кількості енергії для заряду електромобіля.

Розроблена математична модель зарядження акумуляторних батарей на ЗСЕМ з використанням вітроелектричної установки [40] враховує ряд факторів, що визначаються експериментально. Це опис вітрового потенціалу (середні значення та розподіл імовірності), характеристики власне станції (власні енергетичні потреби, необхідну кількість електромобілів, на які розраховуватиметься зарядна станція, коефіцієнт забезпечення енергопотребі від вітроелектричної установки), особливості використання електромобілів (випадковий характер та частоту настання процесу зарядження АБ електромобіля, коефіцієнт надлишкової енергії буферної АБ), параметри акумуляторних батарей (залишкова енергія та енергія розряду АБ, коефіцієнт корисної дії роботи АБ, змінний характер коефіцієнту запасу енергії буферної акумуляторної батареї від енергії заряду електромобіля). Для конкретних розрахунків обрано найбільш типові або оціночні параметри. Так, мінімальний залишковий заряд АБ електромобіля при заїзді на ЗСЕМ повинен становити не менше 20 %, а ступінь зарядження не більше 80 %; надлишкова енергія буферної АБ ЗСЕМ становить не менше 20 % від номінального значення, коефіцієнт корисної дії повного циклу «заряд-розряд» буферної АБ рівний 80 %, коефіцієнт корисної дії заряду АБ електромобіля – 90 %. Повна енергія АБ сучасних електромобілів знаходиться в межах 16÷100 кВт·год, з перспективою подальшого зростання.

Така модель дозволяє проводити аналіз впливу типу електрохімічної системи АБ на запас енергії, необхідний для забезпечення зарядження електромобіля. Зокрема, в результаті аналізу встановлено, що при збільшенні енергії АБ електромобілів до 100 кВт·год і вище коефіцієнт запасу буферної АБ наближається до значення 1,67. Енергії буферної АБ ЗСЕМ з даним запасом буде достатньо для гарантованого заряду всіх існуючих електромобілів, що випускаються серійно.

Складність моделювання виробництва електричної енергії фотоелектричною батареєю обумовлюється випадковим характером інтенсивності сонячного випромінювання як енергетичного ресурсу, так само як і енергії вітрового потоку, та нелінійним алгоритмом перетворення енергії Сонця в електричну, що вносить додаткову невизначеність через особливості роботи фотоелектричних установок у різних кліматичних умовах та різних рельєфних ландшафтах. Зважаючи на це, актуальною науковою задачею є розроблення математичного опису системи ЗСЕМ з використанням ФЕБ та буферних акумуляторів енергії для вирівнювання виробітку та споживання електричної енергії. Для вирішення даної задачі необхідно враховувати специфіку роботи акумуляторних батарей. На основі проведеного аналізу запропоновано математичну модель роботи зарядної станції електромобілів на основі ФЕБ [40].

Можливість забезпечення енергією ЗСЕМ від ФЕБ було змодельовано в програмному середовищі *Matlab* з врахуванням розподілу інтенсивності сонячного випромінювання для м. Мелітополь Запорізької області, використавши при цьому реальні експериментальні дані (рис. 7.23).

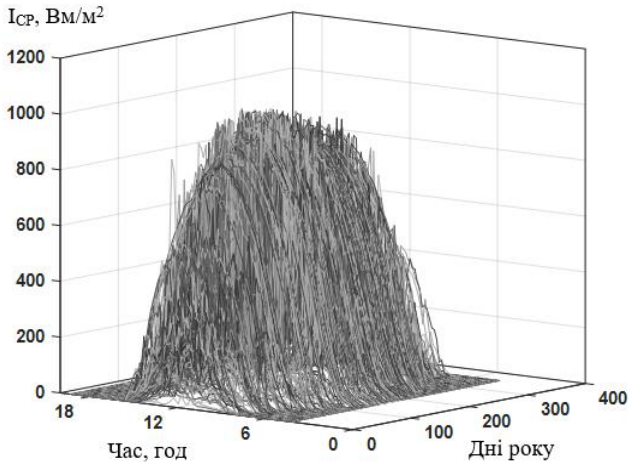


Рис. 7.23. Надходження сонячної радіації на протязі доби та на протязі року

Загальний вигляд закономірностей надходження сонячної радіації ілюструє екстремальний характер змін сонячної радіації як на протязі доби, так і на протязі року.

Максимальні значення сонячної радіації біля 1000 Вт/м^2 з варіацією всього в 7 % мають місце з 70 по 250 день, тобто на протязі половини року, за межами цього інтервалу радіація зростає в першій половині року від 500 до 1000 Вт/м^2 , а в другій половині – спадає до 400 Вт/м^2 . Таким чином, в залежності від пори року можна виділити пряму радіацію і вважати її наближено косинусоїдальною, що накладається на сталу складову розсіяної радіації з максимальною інтенсивністю $400\text{-}500 \text{ Вт/м}^2$. Тривалість світлового дня змінюється від 7 годин у січні-грудні до 15 годин у червні-липні.

Слід відзначити, що добова інтенсивність сонячної радіації відрізняється від теоретичної косинусоїди внаслідок деякого розширення за рахунок радіації вранішньої та вечірньої зорі та практичної стабільності її максимальних значень від 10 до 13 годин. Крім того, помісячний розгляд інтенсивності сонячної радіації показує, що при максимальній інтенсивності сонячної радіації $400\text{-}600 \text{ Вт/м}^2$ періоди, коли максимальна сонячна радіація не перевищує 200 Вт/м^2 , у листопаді, грудні і січні можуть сягати 5 днів. У ці дні сумарний виробіток і накопичена енергія в акумуляторах повинні бути

достатніми для заряду автомобіля з врахуванням короткого світлового дня. У той же час максимальна інтенсивність сонячної радіації у травні і у літні місяці досить стабільно знаходиться на рівні $900\div 1000 \text{ Вт/м}^2$, так що при вибраній необхідній для роботи ЗСЕМ енергоємності буферного акумулятору виробіток ФЕБ може перевищувати потреби.

Використання енергії одного тільки виду відновлюваного джерела енергії – вітру чи Сонця – приводить до значного подорожчання ЗСЕМ за рахунок необхідності мати значну ємність буферного акумулятора, враховуючи, що швидкість вітру може бути меншою 4 м/с на протязі значного часу в літній період, а сонячна енергія взагалі не поступає в темну пору доби, яка в грудні може тривати до 16 годин.

При виборі вкладу в загальне надходження енергії від вітроустановки і сонячної електростанції необхідно привести їх до вигляду, що полегшує оцінку цього вкладу. Для цього розглядаються питомі значення енергії вітру і сонця на 1 м^2 поверхні обмаху вітроколесачи площі фотопанелі. Якщо за цим принципом розглядати річне надходження енергії вітру і Сонця, то можна помітити, що сумісне їх використання супроводжується вирівнюванням добового надходження енергії за рахунок рознесення річних максимумів надходження енергії вітру і сонця, але добові коливання залишаються досить значними.

Встановлення оптимальної пропорції часток вітрової та сонячної енергії може базуватись на різних вимогах. Так, підрахунок кількості днів, коли відновлювані джерела не виробляють необхідної для заряджання одного електромобіля енергії, показує, що для їх мінімізації необхідно розподілити енергію сонця і вітру як 1 до 1. При цьому для заряду одного електромобіля необхідна площа фотопанелі 250 м^2 і діаметр вітроколеса близько 18 м . Імовірний добовий залишок енергії після гарантованого заряду одного електромобіля за величиною порівняний з енергією, що надходить за день, і може бути успішно використаний для виробництва водню.

Статистична обробка даних показує, що мінімум розсіювання сумарної енергії має місце при долі енергії сонячного випромінювання $0,85$. Але при такому співвідношенні енергій Сонця і вітру удвічі зростає кількість днів, у які сумарна енергія буде недостатньою для заряду.

Якщо прийняти до уваги активне використання електрохімічних акумуляторів і підібрати енергію Сонця і вітру так, щоб на заряджання електромобіля використовувалася і накопичена в акумуляторах енергія, то мінімальне функціонування ЗСЕМ із зарядом одного електромобіля в день можна забезпечити при співвідношенні енергій Сонця і вітру $1:9$, маючи вітрогенератор з діаметром вітроколеса $10\text{--}12 \text{ м}$ і фотопанелі площею 10 м^2 , що значно легше реалізувати на зарядній станції. При необхідності заряджати більшу кількість електромобілів необхідно площу фотопанелі збільшувати пропорційно, а діаметр вітроколеса як корінь квадратний із числа електромобілів.

Отже, розроблена математична модель процесу заряджання електрохімічних акумуляторних батарей від комплексних вітро-сонячних енергоустановок, що входять до складу зарядних станцій електромобілів, дозволяє визначити потребу в потужностях ВДЕ, їх оптимальний склад залежно від місцевих умов, та інші показники, технічні та економічні.

Висновки

Кращі техніко-економічні показники застосування ВДЕ досягаються при комбінованому виробленні електричної і 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 даної 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 розвитку відновлюваної енергетики відносяться до найбільш інноваційних. Іншим способом запобігання 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 енергії відновлюваних джерел.

Заходи щодо зменшення негативного впливу мінливих ВДЕ на надійність роботи енергосистеми можна поділити на такі, що потребують зміни структури ЕЕС, та такі, що не вимагають втручання в існуючу структуру енергосистеми. Заходи, що відносяться до першої групи, вимагають значних коштів та часу на їх реалізацію. Натомість реалізація заходів другої групи зводиться до проведення відповідних досліджень та вдосконалення нормативних вимог. Такі заходи не вимагають значних витрат та дозволяють максимально використати існуючу структуру ЕЕС.

Розширити можливості використання вітрової та сонячної енергії без негативного впливу на енергосистему України можливо також за рахунок реалізації мереж зарядних станцій електромобілів, яка слугуватиме як для економії традиційних енергоресурсів, так і засобом забезпечення гнучкості споживання енергії.

Перелік посилань

1. Badwawi R.A., Mallick T.K. A Review of Hybrid Solar PV and Wind-Energy System // *Smart Science*, 2015, V. 3. – Pp. 127-138.
2. Дерев'яно Д.Г. Оцінювання ефективності регулювання енергетичних процесів в локальних електротехнічних системах з джерелами розосередженої генерації. – Автореф. дис. к.т.н. за спеціальністю 05.09.03 – НТУУ «Київський політехнічний інститут», Київ, 2016.
3. Кузнецов М.П., Лисенко О.В., Мельник О.А. Особливості стохастичної оптимізації гібридних енергосистем на базі ВДЕ // *Відновлювана енергетика*, 2018, № 2. – С. 5-16.
4. Billinton Roy. Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods / Roy Billinton, Wenyuan Li. Springer Science+Business Media, LLC.1994. – 361 p.
5. 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. – Pp. 153-163.
6. Кузнецов М.П., Лисенко О.В., Мельник О.А. Задачі оптимізації комбінованих енергосистем за економічними критеріями // *Відновлювана енергетика*, 2019, № 4. – С. 6-14.
7. Велькин В.И. Методология расчета комплексных систем ВИЭ для использования на автономных объектах: монография / Екатеринбург: УрФУ, 2015. – 226 с.
8. Markowitz H.M. Portfolio selection / Markowitz H.M., *Journal of Finance*, 1952, 7(1). – Pp. 77-91.
9. IstvánTáczai. Overview of the Energy Storage Possibilities to Support the Electrical Power System. Research paper ERRA Budapest, 2016. – 47 p.
10. Bocklisch T. Hybrid energy storage systems for renewable energy applications // *Energy Procedia*, 2015. – 103 p.
11. Energy Storage Association. Available online: <http://energystorage.org> (accessed on 15 September 2017).
12. Akinyele D., Belikov J., Levron Y. Battery Storage Technologies for Electrical Applications: Impactin Stand-Alone Photovoltaic Systems // *Energies*, 2017. – V. 10, 39 с.
13. Кузнецов М.П. Побудова математичної моделі режиму споживання електроенергії // *Відновлювана енергетика*, 2017, № 4. – С. 33-42.
14. Лисенко О.В. Оцінка випадкових властивостей рівнів споживання електроенергії // *Відновлювана енергетика*, 2018, № 1. – С. 26-35.
15. 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.
16. 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.

17. Lei M., Shiyan 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.
18. Gregor Giebel. The State-Of-The-Art in Short-Term Prediction of Wind Power. A Literature Overview // *Riso National Laboratory*, 2016.
19. Кузнецов М.П. Методи прогнозування виробітку електроенергії вітровими електростанціями // Київ: Відновлювана енергетика. – 2010. – № 3. – С. 42-48.
20. Sanchez I. Short-term prediction of wind energy production. *International Journal of Forecasting*. 2006, V. 22, Pp. 43-56.
21. 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.
22. Photovoltaic and Solar Forecasting: State of the Art. Report IEA. [Електронний ресурс] // – Режим доступу: www.iea-pvps.org.
23. Кузнецов М.П., Лисенко О.В. Можливості короткотермінового прогнозування сонячної енергії // *Відновлювана енергетика*. – 2017, № 1. – С. 25-32.
24. Möhrlen C. at al. Uncertainty Forecasting Practices for the Next Generation Power System. Wind Integration Workshop, Berlin (DE), 2017.
25. Ricardo J. Bessa at al. Towards Improved Understanding of the Applicability of Uncertainty Forecasts in the Electric Power Industry // *Energies* 2017, V. 10(9), 1402 p.
26. Möhrlen C. Applications and Value of Uncertainty Forecasts. UVIG Forecasting Workshop, Atlanta (US), 21-22 June 2017.
27. Gill J. at al. Guidelines on communicating forecast uncertainty. World Meteorological Organization, Tech. Rep. WMO/TD No. 4122, 2008.
28. Ужейко С.О. Імовірнісні методи прогнозування поточної потужності вітроелектричних станцій // *Відновлювана енергетика*. — 2018. — № 1 (52). — С. 70-77.
29. Лежнюк П.Д., Комар В.О., Кравчук С.В., Дідіченко Є.С. Аналіз метеопараметрів для погодинного прогнозування виробітку електроенергії фотовольтаїчними електростанціями на добу наперед // *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*, 2017, № 1 (6). – С. 27-31.
30. Кармазин А.А., Кудря С.А. Анализ мирового опыта работы ветроэлектрических станций в едином режиме с энергосистемой // *Альтернативная энергетики и экология*. 2012, № 7. С. 41-47.
31. 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.
32. Кармазин О.О. Проблеми вписування ВЕС в загальний баланс ОЕС України / О.О. Кармазин // *Відновлювана енергетика*. – 2014. – № 3. – С. 70-76.

33. 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.
34. Milligan M. The Impact of Balancing Area Size and Ramping Requirements on Wind Integration / M. Milligan, B. Kirby // Wind Engineering. V. 32, № 4, 2008, Pp. 379-398.
35. Huber M. Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements / M. Huber, D. Dimkova, T. Hamacher // Energy. № 69 (2014), Pp. 236-246.
36. Нейман В.А. Предельная величина мощности ВЭС в ОЭС / В.А. Нейман, А.А. Кармазин // Электрические сети и системы. – 2008. – № 3. – С. 15-17.
37. Концепція «Зеленого» енергетичного переходу України до 2050 / Міністерство енергетики та захисту довкілля. – 2020. [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <https://menr.gov.ua/news/34424.html>.
38. Global EV Outlook 2020. [Електронний ресурс] // Режим доступу: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020>.
39. Статистичні дані по галузі автомобільного транспорту. [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <https://mtu.gov.ua/content/statistichni-dani-po-galuzi-avtomobilnogo-transportu.html>.
40. Будько В.І. Використання енергії сонячного випромінювання та вітру для зарядження електромобілів – На правах рукопису. Дисертація на здобуття вченого ступеня доктора технічних наук за спеціальністю 05.14.08 «Перетворювання відновлюваних видів енергії» Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського», Інститут відновлюваної енергетики НАН України, Київ, 2019. - 302 с.

РОЗДІЛ 8. ВОДНЕВА ЕНЕРГЕТИКА

Воднева енергетика, яка займається вирішенням проблем, пов'язаних із застосуванням водню як енергоносія і акумулюючого засобу, є важливим напрямом розвитку відновлюваної енергетики.

Основним видом відновлюваних джерел енергії властиві періодичність у роботі та зміна величини потенціалу енергії залежно від часу доби і року. Ця непостійність знижує енергетичну ефективність джерел, тому при використанні енергії відновлюваних джерел необхідний енергоносіє, зручний для зберігання, транспортування і використання.

Для енергосистем на основі ВДЕ водень як універсальний енергоносіє дає можливість створювати енергетичні ресурси різного терміну зберігання, у тому числі довготривалі міжсезонні запаси енергії. Це є особливо актуальним з точки зору необхідності створення балансових потужностей у відновлюваній енергетиці на виконання Закону України від 25.04.2019 р. «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії».

Накопичення і зберігання електроенергії є серйозною проблемою не тільки у відновлюваній енергетиці. Традиційні електростанції найбільш ефективно працюють за умов постійної потужності і повного навантаження, тоді як попит на електроенергію постійно змінюється протягом доби, тижня, місяця та року і потужність електростанцій доводиться до нього пристосовувати. Можливістю зберігати великі запаси електроенергії володіють тільки гідроакумулюючі електростанції, але це створює цілий ряд проблем. Використання водню у якості енергоносія та палива дозволить вирішити проблеми створення балансових потужностей як у відновлюваній, так і у традиційній енергетиці.

Останнім часом проблема застосування водню набула нових практичних контурів. Кризові явища в енергетиці, проблема захисту довкілля від безперервного і загрозливого зростання забруднень нафтою та продуктами неповного згоряння органічних палив, у першу чергу, рідкого вуглеводневого пального в двигунах внутрішнього згоряння і дизельних двигунах автомобілів, стимулюють різке зростання інтересу до можливостей розширення виробництва водню і застосування його в якості палива у різних галузях господарювання та транспорту.

Особлива актуальність водневої енергетики в наші дні пов'язана з тим, що здійснення газопровідних поставок «зеленого водню» у суміші з природним газом може вигідно змінити роль української газотранспортної системи на європейському енергетичному ринку, що сприятиме зміцненню енергетичної безпеки України і розвитку експортного потенціалу країни.

Досить широкий спектр подальшого використання водню у різних галузях народного господарства робить такі системи акумулювання надзвичайно привабливими. Універсальність водню як енергоносія дозволяє прогнозувати у майбутньому виділення водневої енергетики як окремої галузі відновлюваної енергетики.

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 нової області техніки і природних наук, яка виникла на стику хімії, хімічної технології, фізики, енергетики і машинобудування, з'явилося у середині 70-х років нашого століття. Воднева енергетика розглядає цілий комплекс питань, пов'язаних із отриманням, зберіганням і використанням водню як енергоносія, у тому числі в енергосистемах з автономним енергозабезпеченням. Передбачається, що в майбутньому такі енергосистеми, основані на використанні енергії відновлюваних джерел, відіграватимуть помітну роль в енергетичному балансі країн.

Основними перевагами використання водню в якості джерела енергії можна віднести наступне:

- водень універсальний екологічно чистий енергоносіє і може бути отриманий із екологічно чистих джерел енергії;
- водень може зберігатись, транспортуватись і використовуватись різноманітними способами;
- водень може замінити викопне паливо в різних галузях народного господарства та 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 і 92 % потреб побутового сектору і сектору індивідуальних споживачів. Він може замінити природний газ для побутових та інших потреб, бензин та дизельне паливо – у двигунах внутрішнього згоряння, спеціальні види пального – у ракетній техніці, ацетилен – у процесах зварювання металів, кокс – у металургійних процесах, метан – у паливних елементах [1, 2].

Розвиток водневої енергетики передбачає побудову ефективної та економічної інфраструктури постачання споживачів воднем, що використовується у якості енергоносія. Роботи щодо розвитку водневої енергетики зараз виконуються у більшості країн світу. У США, Японії і ЄС технології водневої енергетики включені під першим номером у список критичних технологій, від успіху реалізації яких залежить економічна безпека цих країн. У розвиток водневої енергетики ці країни, спільно із транснаціональними компаніями, вкладають 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 все більш популярною не тільки в країнах, які займаються цим питанням вже десятки років (США, Японія, Південна Корея, Канада) але й у країнах, що стрімко розвиваються – Австралія, Перу та Марокко [3].

Тільки в цьому місяці Німеччина оголосила власний національний план розвитку водневих технологій із бюджетом на 7 млрд євро. Наприкінці травня 2020 року у Брюсселі віце-президентом єврокомісії презентовано план розвитку водневої галузі до 2030 року. План розроблено на основі досліджень про попит на споживання водню (FCH JU Hydrogen Roadmap Еуроє) та досліджень про обсяги його виробництва до 2030 року («Зелений водень Європи», «2х40 ГВт «зеленого» водню для Європейської зеленої угоди»). Загальний обсяг інвестицій до 2030 року оцінюється в 430 мільярдів євро, а необхідна підтримка – 145 мільярдів євро. Зокрема, на виробництво водню планується витратити 220 млрд євро, із яких 160 буде спрямовано саме на отримання водню за рахунок сонячних та вітрових станцій. 120 млрд євро буде використано на будівництво водневої інфраструктури та проєктів із 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 складе 575 млрд євро. Головним провідником у фінансуванні водневих проєктів Єврокомісією призначено Європейський інвестиційний банк [3].

Уже понад 20 країн і понад 50 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, Великобританія), не кажучи вже про США, де водневі технології розвиваються останні 20 років [4].

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 у європейську газову мережу призведе до скорочення викидів CO₂ на 60 млн тонн на рік (цей обсяг можна порівняти з викидами вуглекислого газу Данії за такий самий період) [4].

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 передбачає, що в 2020-2024 роках у ЄС має бути встановлено як мінімум 6 ГВт водневих електролізерів, які вироблятимуть до 1 млн тонн водню з ВДЕ. У 2025-2030 роках пропонується вийти на рівень 40 ГВт електролізерів, завдяки яким виробництво досягне

10 млн тонн чистого водню. До 2050 року ці технології мають широко використовуватися у всіх сферах діяльності. Для досягнення цієї мети буде створено Європейський альянс чистого водню (European Clean Hydrogen Alliance) у рамках якого будуть співпрацювати представники промисловості, влади, громадськості та Європейського інвестиційного банку для розвитку інвестиційних водневих проєктів [5].

У Великобританії планують до кінця 2020 року запустити перший інвестиційний фонд, орієнтований на водень, який матиме «Hydrogen One Capital». Стартовий капітал фонду становить 315 млн дол (250 млн фунтів), він надаватиме пріоритет інвестиціям у «зелений» водень, вироблений електролізом води із використанням ВДЕ (вітер, сонячна та гідроенергія). Аналітики Barclays очікують, що попит на водень до 2050 року зросте до 575 млн тонн на рік на ринку вартістю понад 1 трлн дол [6].

Австралійський уряд виділив 300 млн дол (194 млн дол США) для фінансування водневих проєктів та створив спеціальний фонд просування водню (The Advancing Hydrogen Fund). Фінансування буде здійснюватись урядовою корпорацією «Фінансова корпорація чистої енергії» (CEFC) і зосередиться на проєктах, які демонструють технічну та комерційну привабливість виробництва водню у великих масштабах. Відповідно до Національної дорожньої карти з водню станом на 2018 рік виробництво водню, в залежності від технології, коштувало приблизно від 5 до 7 доларів за 1 кг. У дорожній карті зазначено, що для забезпечення конкурентоспроможності з іншими джерелами енергії витрати на виробництво водню повинні скласти від 2 до 3 доларів [7].

Зведені дані щодо приведеної собівартості сучасних водневих технологій приведені у таблиці 8.1, де LCON, LCOE, LCOT – нормована вартість технологій виробництва водню, електроенергії та застосування на транспорті [8].

Європейська нова зелена Угода представляє 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. Найбільш перспективними є Одеська (4 ГВт сонячної енергії та 34 ГВт вітрової), і, відповідно, Миколаївська (3/30), Херсонська (3/34) та Запорізька (3/33). У більшості цих областей проєкти опрацьовані та готові для будівництва. 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 проєктів, спрямованих на генерацію та експорт «зеленого водню» [3].

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 у 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
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, \$/кВт·год	33-41	12-15
	€/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

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 4-х років [3].

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 [3].

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:

- позбавлення політичного тиску РФ на Україну при закупівлі енергоносіїв, обладнання і послуг;
- демонополізація генерації і 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;
- зменшення фінансування розвитку РФ;
- 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 при нормальних умовах 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 таблицях 8.2 та 8.3 наведено основні паливні характеристики водню [2, 9, 10].

Таблиця 8.2. Склад відхідного газу при спалюванні метану і 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 ₂ O	N ₂
		кДж/м ³	кВт·год/м ³				
CH ₄	1	38815	10,78	9,52	1	2	7,5
H ₂	1	12770	3,54	2,36	0	1	1,8

Як видно із наведених у таблиці даних, водень є єдиним паливом, при спалюванні якого не забруднюється оточуюче середовище.

Таблиця 8.3. Паливні характеристики водню

Показник	Значення показника
Питома теплота згоряння, кВт·год/кг / кВт·год/м ³	max 33,9/3,55 min 33,3/3,0
Концентраційні межі займистості, %/об/	4,75
Стехіометричні співвідношення повітря-паливо по масі (21 % O ₂ , 78 % H ₂ , 1 % Ar)	34,5
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, самозгоряння стехіометричної суміші в повітрі	2300 510

Рідкий водень (при температурі 20 К) займає 1/700 об'єму в газоподібному стані. При тиску 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 рази перевищує даний показник нафтових видів палива. Це головна причина, за якою 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 складає для водню 18,3, метану 10,4 і бензину 6,4 % [2, 11].

8.1.3. Застосування водню у відновлюваній енергетиці

Проблемами отримання водню із використанням відновлюваних джерел у якості первинних джерел енергії, зберігання водню в різних формах та використання водню в якості акумулятора енергії і моторного палива науковці Інституту відновлюваної енергетики НАН України займаються з 1980 року. 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. [2, 12]. 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 ряд схем щодо комплексного використання водню для автотранспорту, для спалювання в котлах, у газових плитах, а також у паливних елементах, щоб перетворювати водень в електроенергію (рис. 8.1) [12].



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 ряд моделей екологічно чистих систем виробництва, зберігання і використання водню різної енергетичної ємності в залежності від потужності енергоустановок, визначено їх енергетичні параметри, економічні показники, технічне і технологічне забезпечення і створено технічні проекти на системи акумулювання водню такої установленної потужності: 24 кВт, 84 кВт, 290 кВт, 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 [2, 10].

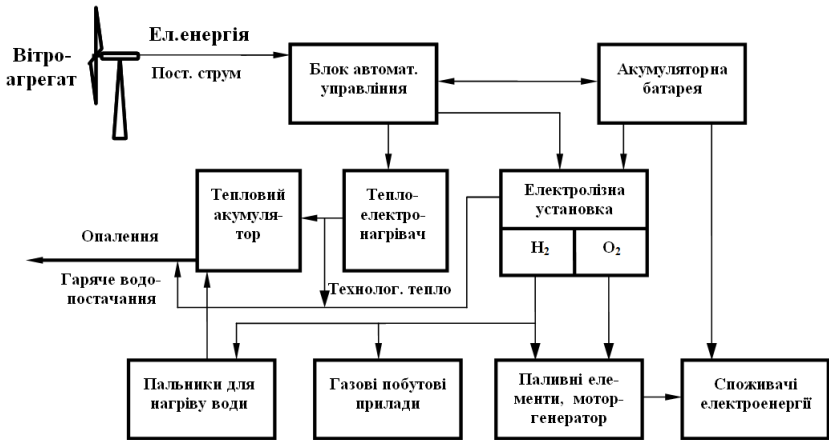


Рис. 8.2. Схема вітроводневої станції

Основою роботи систем є перетворення електричної енергії, виробленої відновлюваними джерелами, в хімічну енергію водню з наступним використанням її споживачами у вигляді електричної і 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. У свою чергу, вибір установки пов'язаний із енергетичною потужністю відновлюваних джерел енергії і знаходиться у прямій залежності від потужності електрогенеруючого обладнання.

При розгляді технічних характеристик промислових електролізних установок найбільш прийнятною на той час для вирішення задач у комплексі з вітроелектричними установками вважалась електролізна установка для виробництва водню методом розкладу води типу СЕУ російського виробництва. Було визначено, що дана установка може ефективно використовуватися 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. Таким чином, 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 [10].

У даний час створено ряд електролізних установок, більш ефективних для застосування у відновлюваній енергетиці.

Вибір систем зберігання водню залежав, в основному, від потужності енергосистеми, характеристик та вимог споживача. Для випадку використання електролізних установок невеликої потужності було визначено, що застосування рідкої форми зберігання недоцільне з економічної точки зору, зберігання у формі гідридів металів у великих кількостях є неможливим при сучасній технології виготовлення гідридів металів вітчизняною промисловістю. Оскільки питомі вагові характеристики систем з гідридною формою зберігання водню дуже низькі, їх можна використовувати тільки в стаціонарних установках. Найбільш ефективною 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.

При використанні водню для побутових потреб рекомендовано використання плит, оснащених водневими пальниками, наприклад, уніфікованих газових плит з деякими змінами в конструкції пальників. Для забезпечення гарячого водопостачання і опалення будинків водень спалюється із застосуванням промислових пальників.

У процесі електролізу основними продуктами є водень і кисень, у промисловості кисень часто не використовується в повній мірі. У енергокомплексі на відновлюваних джерелах кисень для одержання електричної енергії було запропоновано використання паливних водень-кисневих елементах, у яких водень і кисень використовуються у співвідношенні дві об'ємні частини до однієї відповідно.

Паливні елементи (ПЕ) або паливні комірки (ПК), – це хімічні джерела струму, в яких активні речовини, що приймають участь у струмоутворювальній реакції, у процесі роботи безперервно подаються зовні до електродів. Паливні елементи мають велику питому потужність та високий ККД, надійні в роботі і комплектуються доступними активними матеріалами, безшумні, в процесі роботи не виділяють отруйних речовин. Вода, що утворюється в процесі реакції, може бути використана надалі. 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 [10].

Вартість паливних елементів досить висока: 1 кВт встановленої потужності у кращих зразках коштує 1-3 тис. дол. США. Потрібно знизити вартість 1 кВт до 100 дол., щоб зробити їх конкурентоспроможними для транспорту. Розробки електрохімічних енергоустановок на основі ПЕ з твердополімерним електролітом активно здійснюють 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» [13].

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 заправки 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 приклади регіональних потягів на водневому паливі [14].

Широке використання водню, як високоефективного і екологічно прийняттого енергоносія, а також паливних комірок, здатних з мінімальними втратами перетворювати хімічну енергію водню в електричну, в останні роки розглядається як найбільш перспективний шлях до суттєвого скорочення шкідливих викидів в атмосферу.

8.1.4. Сучасні тенденції розвитку водневої енергетики та потенціал «зеленого водню» в Україні

Одним із найбільш перспективних шляхів диверсифікації джерел виробництва енергоносіїв в Україні є збільшення у структурі паливно-енергетичного балансу країни частки енергоносіїв, отриманих при використанні енергії відновлюваних джерел. Енергетичною стратегією України до 2035 р. було передбачено збільшення частки «зеленої» енергії до 25 % у енергетичному балансі країни, зниження імпортозалежності енергетичної галузі України з 51 % у 2015 до 33 % у 2035 році, а також повноцінна інтеграція з енергетичною системою ЄС. Важливим аспектом поліпшення екологічної ситуації є відмова від двигунів внутрішнього згоряння і перехід екологічний транспорт у транспортній галузі України.

Проблематика розвитку водневої енергетики в Україні полягає у необхідності створення ефективних систем виробництва, акумулювання, зберігання, транспортування та перетворення водню в енергію необхідної якості із використанням як первинного енергоресурсу відновлюваних джерел енергії та пікової енергії традиційних електростанцій, що забезпечить зміну структури паливно-енергетичного комплексу України шляхом збільшення в ньому частки відновлюваних джерел енергії, підвищення стабільності роботи, ефективності та надійності традиційних електростанцій, а також зменшення антропогенного та техногенного навантаження на довкілля. В ІВЕ НАН України проводяться роботи щодо вирішення основних завдань водневої енергетики [15 - 22].

У результаті 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 і 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. Для розрахунку потенційно можливого обсягу виробництва «зеленого» водню за допомогою електролізу води передбачено питоме споживання електроенергії 4,5 кВт·год/нм³ H₂ або 50,56 кВт·год/кг H₂ [23].

Потенціал «зеленого» водню в Україні представлено в таблиці 8.4. та 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	14314	1274
2	Вінницька область	9055	806
3	Волинська область	5074	452
4	Дніпропетровська область	24692	2198
5	Донецька область	20516	1826
6	Житомирська область	7515	669
7	Закарпатська область	1170	104
8	Запорізька область	21029	1872
9	Івано-Франківська область	1968	175
10	Київська область	8263	735
11	Кіровоградська область	13711	1220
12	Луганська область	20646	1837
13	Львівська область	5637	502
14	Миколаївська область	19032	1694
15	Одеська область	22173	1973
16	Полтавська область	9818	874
17	Рівненська область	5409	481
18	Сумська область	7570	674
19	Тернопільська область	4721	420
20	Харківська область	17517	1559
21	Херсонська область	22021	1960
22	Хмельницька область	7051	628
23	Черкаська область	7138	635
24	Чернівецька область	1753	156
25	Чернігівська область	8598	765
Разом		286390	25489
26	Територіальні води та внутрішні водойми	218742	19468
Всього		505132	44957

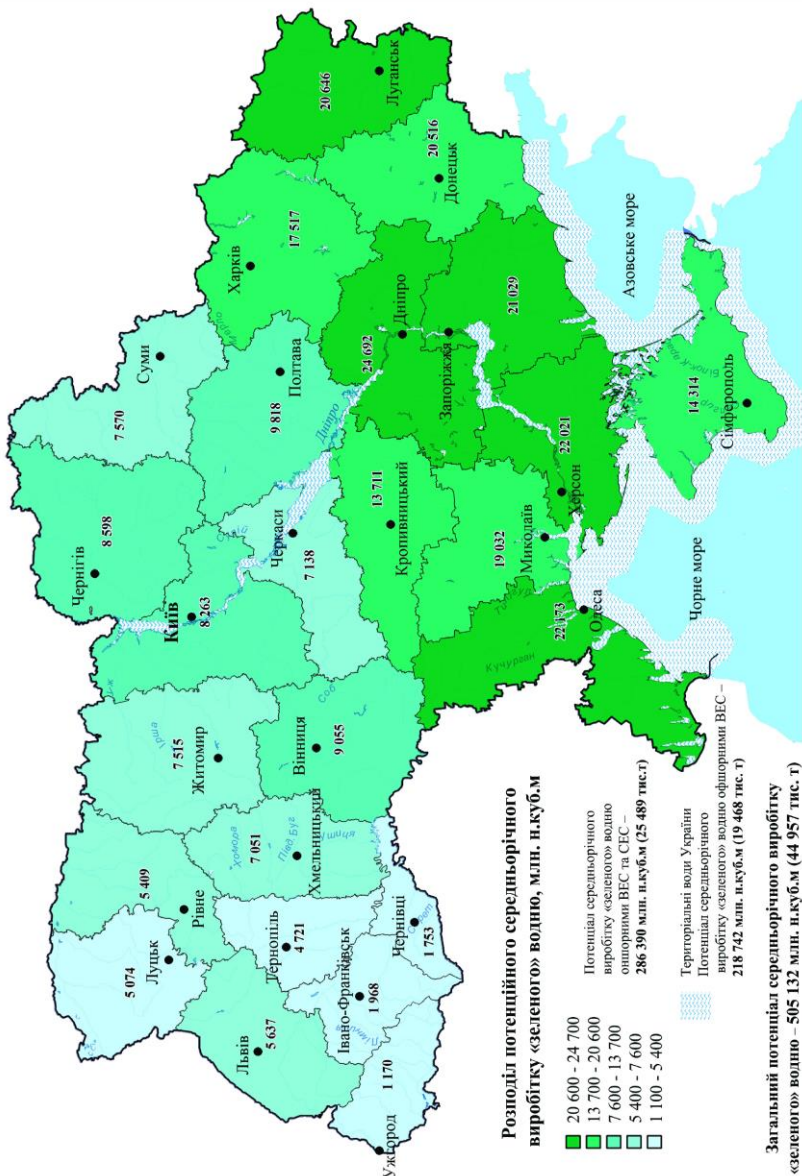


Рис. 8.3. Розподіл потенційного середньорічного виробітку «зеленого» водню на території України

Використання відновлюваної енергії вітру та сонячної енергії для забезпечення цілих секторів економіки створює серйозні проблеми, якщо не доповнюється воднем. Водень буде грати провідну роль в інтеграції великих обсягів відновлюваної енергії, в секторах транспорту, опалення та охолодження, які сьогодні важко іншим чином декарбонізувати.

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 і теплоту для транспортування та стаціонарних застосувань.

Водень стане основним енергетичним вектором, який дозволить забезпечити «Європу з нульовими викидами».

Україна має значний науковий потенціал для впровадження водневих технологій. У останні роки в Інститутах НАН України в рамках відомчої програми, а також у рамках 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. Загальна кількість проєктів цієї програми – 43, які виконують 17 установ. Пріоритетним напрямом наукових досліджень є використання відновлюваних джерел у якості первинних енергоресурсів для отримання водню, основні наукові розробки представлено нижче [24]:

- отримання водню із застосуванням вітроелектричних установок;
- отримання водню у фотоелектрохімічній системі на основі напівпровідникових електродів та сплавів типу AB_5 ;
- закономірності надання високої реакційної здатності алюмінію і магнію для виділення водню із води з високою швидкістю без допомоги хімічних реагентів;
- поверхнева модифікація електродів для регулювання перенапруги катодного та анодного процесів при низькотемпературному електролізі води;
- перспективи створення промислових технологій синтезу біоводню при мікробному зброджуванні багатокомпонентних харчових відходів;
- отримання водню гетерогенно-каталітичною конверсією твердих органічних відходів;
- отримання водню шляхом парового риформінгу біоетанолу на нанорозмірних ферритах шпінельної структури;
- розробка фундаментальних основ створення нових наноструктурованих систем для процесів електрохімічного виділення водню та відновлення кисню для паливних елементів;
- фотоелектрохімічна комірка для отримання водню з гібридним фотоанодом на основі діоксиду титану;

- плазмові технології конверсії відновлювальної сировини як приклад вирішення проблеми переробки мулових осадів стічних вод;
- світлозалежне продукування водню мікробактеріями і фотосинтетичними бактеріями;
- вплив хімічної, кристалічної будови та морфології мікрокристалів пористих координаційних полімерів на їх сорбційну ємність по відношенню до водню;
- теоретичні дослідження сорбційної здатності сплавів типу AB_5 та їх практичне застосування в системах збереження водню;
- оптимізація складу і технології виготовлення воденьсорбуючих катодів та дослідження ефективності їх роботи в оборотних електро- та фотоелектрохімічних системах;
- магнійвмісні сполуки, сплави та композити як ефективні поглиначі водню;
- вплив фазових та структурних станів на воднево-сорбційні властивості гетерофазних сплавів системи $Ti-Zr-Mn-V$;
- дослідження процесу сорбції-десорбції водню вуглецевими нанотрубками;
- бор- та азотвмісні пористі матеріали на основі вуглецю для технології акумулювання водню;
- наукові основи реакцій взаємодії водню з інтерметалідами на основі титану і синтез неруйнівних гідридних композитів;
- критерії міцності та працездатності конструкційних сталей у водневому середовищі із урахуванням їх наводнювання біля дефектів – концентраторів напружень;
- розробка термогазодинамічних основ створення високоефективних водневих турбоустановок з термохімічним стиском робочого тіла;
- термодинамічні та теплофізичні основи перетворювання енергії в металогідридних установках;
- використання водневих технологій для зниження техногенного навантаження на оточуюче середовище.

В Україні побудовою нової водневої економіки і розвитком водневої енергетики та залученням країни до водневого європейського енергетичного простору займається Енергетична Асоціація «Українська Воднева Рада», яка у 2018 році першою в Україні і серед країн не членів ЄС стала членом підрозділу європейської комісії організації «Водень Європа» (Hydrogen Europe).

«Українська Воднева Рада» представляє інтереси «Водень Європа» в Україні та займається просуванням України до європейської енергетичної спільноти. Проведено більше 20 міжнародних офіційних зустрічей, члени Української Водневої Ради прийняли участь у щорічному засіданні Європейської комісії (м. Брюссель) на тему «Воднева економіка та енергетика Європейського Союзу», підписані меморандуми про співпрацю з Німеччиною, Чехією, Латвією. 17 травня 2018 року Українською Водневою

Радою у м. Києві ініційовано та організовано один із найбільших водневих енергетичних форумів в Європі – «Вітрова та воднева енергетика-2018» та першу науково-практичну конференцію «Відновлювана та воднева енергетика 2018». Загалом за 2018 рік проведено більше 20-ти наукових та організаційно-інформаційних заходів.

«Українська Воднева Рада» спільно з ІВЕ НАН України виступає із законодавчою ініціативою щодо інтеграції водневих і енергетичних рішень до законодавчої бази України, розробляють практичну програму секторальної інтеграції водню в економіку України [14].

В Інституті відновлюваної енергетики 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» [25].

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 у якості екологічно чистого енергоносія, яка, з урахуванням положень «Енергетичної стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», згідно розпорядження 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 акумуляування.

Метою Дорожньої карти є створення водневої енергетики як нової енергетичної підгалузі України, яка, шляхом впровадження новітніх технологій, створення вітчизняної наукової, науково-технічної, технологічної та виробничої інфраструктури поступово забезпечить значну частку потреб в екологічно чистому енергоносії енергетичну та транспортну галузі України і експортний ринок. Це сприятиме розвитку відновлюваної енергетики як пріоритетного напрямку державної політики, і, відповідно, зменшенню споживання органічного палива та поліпшенню стану довкілля. Строк виконання заходів Дорожньої карти розвитку водневої енергетики України – 16 років, на період з 2020 по 2035 роки.

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 і обумовлюють діяльність всіх суб'єктів господарювання в напрямку забезпечення постійного прогресу в даній сфері.

Виконання заходів Дорожньої карти дасть можливість:

- розробити та впровадити ефективні енергосистеми на основі відновлюваних джерел енергії, забезпечені системами акумуляування,

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, у тому числі в у якості добавок до природного газу;

- досягти 25-ти відсоткової частки водню в газотранспортній системі (ГТС) України;

- стимулювати приватні інвестиції;

- створити експортний ринок;

- розробити та впровадити механізми державного управління і регулювання у сфері водневої енергетики;

- розробити законодавчі та нормативно-правові акти, спрямовані на розвиток водневої енергетики;

- забезпечити більш широке 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 вимог Європейського Союзу;

- підвищити рівень енергетичної незалежності України за рахунок широкомасштабного освоєння енергії відновлюваних джерел, збільшивши їх частку у 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 енергоринку 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 та 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 із 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 прийнятними для виробництва «зеленого» водню напрямками використання ВДЕ;

- розробка нормативно-правової бази та законів прямої і непрямої дії, що сприяють впровадженню розробок водневої енергетики на основі ВДЕ;

- проведення науково-технічних досліджень щодо створення вітчизняної техніки та 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 та 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 із використанням

різних відновлюваних джерел енергії та систем акумулювання і використання водню різного виду та потужності.

Дорожньою картою передбачено виконання значного обсягу науково-дослідних, дослідно-конструкторських робіт, опрацювання нормативно-технічної документації дослідно-промислового будівництва, впровадження найбільш ефективних проєктів у промислову експлуатацію, а також використання стандартних методів адміністративного контролю прийнятою в країні системою організації роботи і 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 у необхідності створення ефективних систем виробництва, акумулювання, зберігання, транспортування та перетворення водню в енергію необхідної якості із використанням у якості первинного енергоресурсу відновлюваних джерел енергії. Розроблення та реалізація завдань і заходів Дорожньої карти розвитку водневої енергетики України забезпечить зміну структури паливно-енергетичного комплексу України шляхом збільшення в ньому частки відновлюваних джерел енергії, підвищення стабільності роботи енергетичного обладнання, ефективності та надійності електропостачання, а також зменшення антропогенного та техногенного навантаження на довкілля.

Екологічна значимість результатів реалізації Дорожньої карти полягає в значному 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 значимість 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 у якості первинних енергоресурсів відновлюваних джерел енергії є дослідження оптимального структурування і функціонування енергетичного обладнання на основі різних видів відновлюваних джерел енергії, обладнання для виробництва, зберігання та використання водню, а також енергосистеми в цілому з врахуванням 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

Результати вивчення технічних характеристик і технологічних параметрів установок з виробництва водню показують, що найбільш прийнятними для вирішення задач у комплексі з відновлюваними джерелами енергії в даний час є електролізні установки, на яких водень отримують методом розкладу води.

Завдяки достатній простоті і надійності отримання електролітичного водню, високій чистоті вироблених водню і кисню, високому ресурсу установок і можливості автоматизації процесу електролізу його використовують цілий ряд промислових підприємств різних галузей та енергетики.

8.2.1 Технології виробництва водню

Електроліз води – один із найбільш досліджених процесів отримання водню, його перевагою є одностадійність 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 K);
- з твердим полімерним електролітом (робоча температура – до 423 K);
- з твердим оксидним електролітом (робоча температура – до 1300 K).

Лужний електроліз води є основним методом крупномасштабного виробництва електролітичного водню. Однак, результати досліджень і розробок останніх років показали, що електролізери із твердополімерним електролітом вже незабаром можуть стати достатньо конкурентоздатними.

Економіка процесу отримання водню електролізом води в першу чергу залежить від вартості електроенергії. Теоретично для отримання 1м³ водню необхідно витратити 2,95 кВт·год електроенергії, але на практиці найбільш ефективні електролізери на даний час витрачають 4,3-4,6 кВт·год електроенергії. Для електролізу води використовується постійний струм, за допомогою якого вода розкладається на водень та кисень. У якості сировини використовується вода. Теоретично для виробництва 1 кг водню потрібно 8,9 л води та 39 кВт·год електроенергії при температурі 25 °С та атмосферному тиску. Процес виробництва водню електролізом води вигідно відрізняється від інших методів відносно простим апаратним та технологічним оформленням [10, 26].

Використання електроенергії, отриманої від ВДЕ, для виробництва водню може бути реалізовано в різних варіантах, найбільш прийнятним 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 проводиться на певній відстані.

Електролізери для отримання водню і 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 і біполярні. Монополярні електролізери включають комплект монополярних електродів, електрично з'єднаних паралельно. Біполярні електролізери містять набір біполярних електродів, поміщених між монополярними електродами. У цьому випадку 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 і фільтр-пресні. На рисунках 8.4 і 8.5 представлені схеми моно- і біполярних електролізери ящикового і фільтр-пресного типу [27].

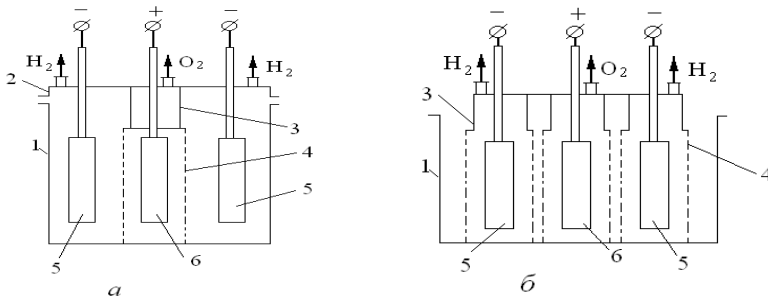


Рисунок 8.4. Схема монополярного електролізера ящикового типу з герметичною кришкою (а) і з відкритим корпусом (б): 1 – корпус електролізера; 2 – кришка; 3 – резервуар для збору газу; 4 – діафрагма; 5 – катоди; 6 – анод.

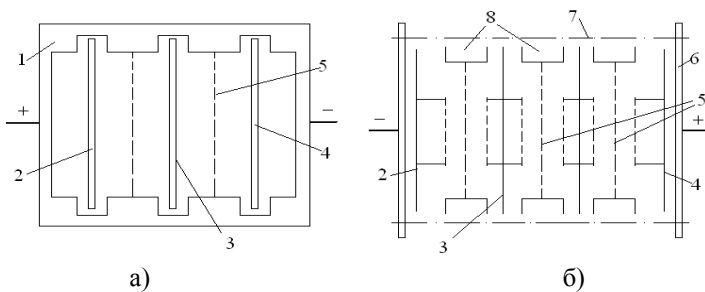


Рисунок 8.5. Схеми біполярних електролізерів ящикового типу (а) і фільтр-пресного типу (б): 1 – корпус електролізера; 2 – анод; 3 – біполярний електрод; 4 – катод; 5 – діафрагма; 6 – стяжна плита; 7 – стяжний болт; 8 – діафрагменна рама.

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. У промисловості найбільшого поширення одержали біполярні електроди з виносними робочими елементами. При цьому всі конструкції відносяться до фільтр-пресного типу [27].

Технологічна схема електролізу води включає наступні основні вузли і стадії: вузол приготування електроліту; стадію очищення води на механічному та іонообмінному фільтрах; стадію електролізу із системами охолодження і циркуляції електроліту, регулювання рівня електроліту і підтримки рівня тиску газів в осередку; стадії сушки й очищення газів.

На рисунку 8.6 приведена технологічна схема одержання водню і кисню електролізом води [27].

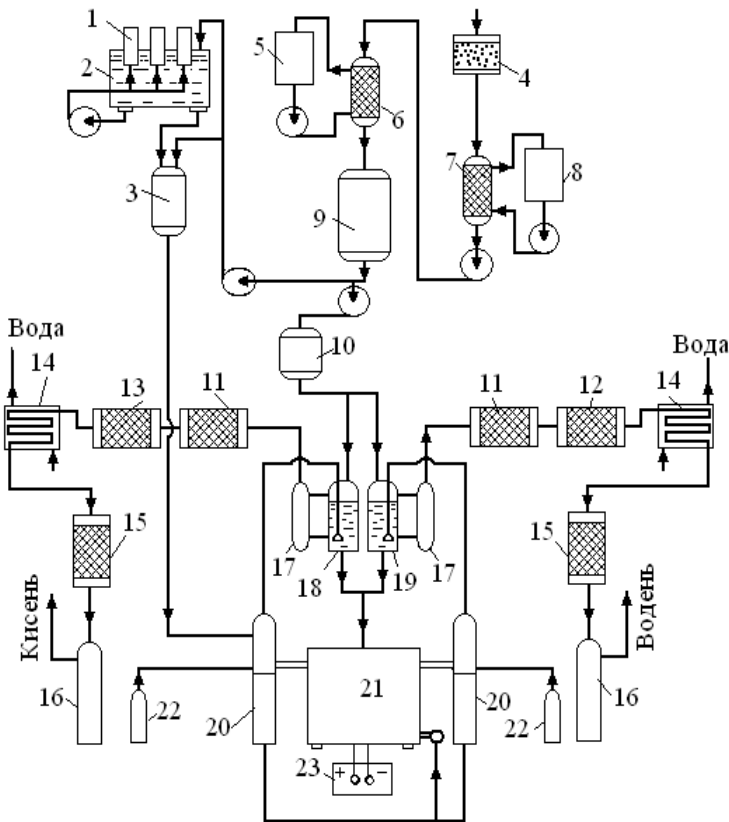
Робочий розчин електроліту готують розчиненням твердого лугу з барабанів 1 у бак-розчинник 2. Отриманий розчин направляють у ємності 3 для коректування і подають у електролізер 21. Для запобігання корозії сталі в електроліт вводять 2-3 кг/м³ біхромату калію.

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 циркулюючого розчину електроліту і надходять у промивники-регулятори тиску газів 18 і 19, у яких гази охолоджуються і відмиваються від лугу. З промивників гази направляються через клапани регулятори тиску 17 споживачу. За необхідності 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 у холодильники 14 і після охолодження передають на сушку в осушувальні колони 15, заповнені силікагелем чи алюмогелем. Осушені гази через ресивери 16 направляють споживачам.

Електролітичний водень повинен відповідати наступним вимогам: вміст H₂ – не менше 99,7 об'ємних %, вміст O₂ – не більше 0,3 об'ємних %.



- 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 продувки електролізера; 23 – перетворювач струму.

Рисунок 8.6. Технологічна схема одержання водню і кисню електролізом води

Відділення електролізу оснащено приладами для автоматичного контролю і регулювання процесом, системою блокування. Струмове навантаження регулюється в залежності від продуктивності. Подача холодної води здійснюється автоматично, при цьому параметром, за яким відбувається регулювання, є температура в різних точках електролізера. При відхиленні рівня електроліту від регламентованих норм відбувається автоматичне відключення електролізера. Автоматичне відключення установки можливе при підвищенні тиску газів, збільшенні температури електроліту і зниженні чистоти одного з газів. Останнє здійснюється за сигналом від автоматичних газоаналізаторів, що безупинно контролюють якість електролізних газів [27].

Промислові установки для одержання водню і кисню електролізом води є джерелом підвищеної небезпеки. Порушення технологічного режиму може призвести до створення вибухонебезпечних концентрацій водню з повітрям, до ураження обслуговуючого персоналу електричним струмом і до хімічних опіків лугом.

Для безпечного ведення процесу електролізу необхідно запобігти можливості утворення вибухонебезпечних концентрацій. З цією метою здійснюється безупинний контроль складу газів, що виходять з електролізерів: не менш одного разу в зміну роблять аналіз газів.

Щоб уникнути ураження персоналу електричним струмом електролізери забезпечують огороженнями, а навколо електролізерів укладають гумову доріжку. При відборах газових проб апаратник повинен надягти гумові рукавички і гумове взуття. 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 у зниженні капітальних вкладень.

Для удосконалення процесу можуть бути використані:

- зниження перенапруги на електродах за допомогою активування поверхні електродів каталітичними добавками;
- розвиток робочої електродної поверхні при розробці спеціальних конструкцій електродів (наприклад, пористі електроди), що забезпечують відвід газів із зони електролізу;
- підвищення робочої температури електролізу;
- підвищення тиску в електролізері;
- застосування нових конструкційних і захисних матеріалів.

Одним із шляхів інтенсифікації процесів електролізу води є використання твердих електролітів.

Інтерес представляє комбінований метод, що включає електроліз із утворенням на катоді водню, а на аноді – продукту, що піддається термічному розкладанню. Проведення процесу комбінованим методом

дозволяє знизити напругу і витрати електроенергії за рахунок зменшення напруги розкладання, зниження перенапруги виділення водню й омичного спадання напруги. У результаті термічного розкладання анодного продукту одержують вихідну сполуку, яку знову використовують на стадії електролізу. Для одержання водню запропонований цілий ряд процесів, заснованих на різних термоелектрохімічних циклах [27].

Традиційні електролізні системи для виробництва водню мають енергоспоживання в середньому $4,8 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{нм}^3$, що значно вище теоретичних мінімальних витрат ($3 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{нм}^3$ водню). Сучасні удосконалені електролізери лужного типу працюють при тиску 3 МПа (біля 30 атм) і споживають $4,3\text{--}4,6 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{нм}^3$ водню, мембранні, з перегородкою, що проводить протони, та високотемпературні парові споживають $3,2 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{нм}^3$ водню. Основною проблемою при створенні удосконалених електролізерів лужного типу, що працюють при температурах $100\text{--}120^\circ\text{C}$ і тиску $0,1\text{--}0,5 \text{ МПа}$, є створення нових електродних та сепараційних матеріалів [2, 10].

У сучасній науці пропонують такі можливості для підвищення ефективності і здешевлення електролізу води:

- проведення електролізу при підвищених температурах ($127\text{--}1027^\circ\text{C}$);

- 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.

Іноземні фірми, що працюють у галузі електролізу води, такі як Proton Energy Systems Inc., HSSI Electrolyzer, H2Gen Innovation Inc. та інші, орієнтовані в першу чергу на виробництво лужних електролізерів великої продуктивності. Значних успіхів щодо їх створення та реалізації в даний час мають фірми Norsk Hydro Electrolysers (Норвегія), Stuart Energy Systems (Бельгія), Teledyne Inc. (США).

Французька компанія McPhy Energy, що спеціалізується на водневих рішеннях для промислового і енергетичного зберігання, та італійська група De Nora, провідний світовий поставщик електрохімічного обладнання та послуг, у 2015 році домовились щодо технологічного партнерства. Відповідно цієї угоди De Nora буде поставляти McPhy Energy активовані електроди для ряду лужних водневих електролізерів нового покоління. Італійська група De Nora представляє своїм клієнтам безпечні, інноваційні і стійкі енергозберігаючі електрохімічні технології та екологічно чисті рішення, які об'єднують унікальні функції безпеки і енергетичної незалежності у різних секторах відновлюваної енергетики та промисловості. De Nora передбачає

розвивати технології електролізу води за допомогою своїх запатентованих високоефективних електродів, які використовуються в самих різних галузях і застосуваннях [28].

Більш компактне нове обладнання, призначене як для промисловості, так і для енергетичних ринків, забезпечить значне поліпшення технічних і економічних можливостей. У якості прикладу сучасних водневих генераторів показано комплексну систему отримання електролітичного водню – компактну, з високими показниками ефективності і експлуатаційною стабільністю, в якій все обладнання об'єднано в один контейнер (рис. 8.7) [28].



Рис. 8.7. Комплексна система отримання електролітичного водню

Установка складається із двох блоків. Блок установки для отримання водню має у своєму складі панель управління генератора водню, випрямляч, трансформатор, розподільчу коробку і розподільчий пристрій, систему демінералізованої води, та блок поповнення води.

У електролізері демінералізована вода всередині електролітичної ячейки розкладається на водень і кисень під дією постійного струму. Водень збирається на катодній стороні, потім піднімається через отвори електродної пластини. Кисень збирається на анодній стороні.

Водень і кисень поступають окремо в сепаратор, де ці гази охолоджуються водою і відділяються від суміші під дією гравітаційних сил. Після цього водень поступає в промивач для видалення краплин лугу демінералізованою водою. Одночасно газ охолоджується змійовиком, вбудованим у промивач, потім водень проходить через фільтр для видалення крапель води і попадає в сушильну камеру.

Отриманий у процесі кисень поступає в атмосферу.

Демінералізована вода поступає в промивач за допомогою насоса подачі води.

Для підготовки лужного розчину КОН у твердому вигляді поміщається в резервуар для лугу, наповнений на дві третини демінералізованою водою, а потім насос для лугу перемішує і розчиняє його в демінералізованій воді.

Функцією лугу є підвищення електропровідності під час проведення електролізу. При нормальних експлуатаційних умовах витрати лугу дуже незначні, поповнення лугу проводиться тільки за необхідності – орієнтовно у невеликій кількості раз у рік.

Охолоджуюча вода служить для наступного:

- охолоджує луг в охолоджувачі лугу всередині сепаратора для підтримання робочої температури електролізера в діапазоні 80-90 °С;
- охолоджує водень і кисень, доводячи температуру газів на виході із охолоджувача не більше 40 °С.

Проба водню поступає в систему аналізу водню через пробовідбірну трубу, в якій дрібні краплі лугу відділяються в сепараторі газ-рідина, потім газ поступає в аналізатор, де, після зниження тиску газу, перевіряється вміст кисню у водні. Перед тим, як водень поступає у резервуар для зберігання, він відбирається в окремий вологомір для вимірювання точки роси; відповідний сигнал посиляється в ПК для відображення та моніторингу. Програма управління вирішує, чи буде водень поступати в резервуар для зберігання (залежно від заданих умов).

Система автоматичного контролю складається:

- шкаф управління, що є основною частиною всієї системи автоматичного контролю і відповідає за безпечне і стабільне функціонування всього обладнання;
- регулювання робочого тиску установки;
- регулювання і коригування робочої температури;
- сигналізація і система блокування;
- система встановлення витоку водню, який завжди повинен визначатись автоматично.

В Інституті проблем машинобудування НАН України (м. Харків) розроблено електролізери з використанням активного газопоглинаючого електроду [29]. Процес генерації водню починається з подачі на пасивний електрод негативного потенціалу, активний електрод виступає в якості аноду. Реакція розкладання води відбувається з одночасним виділенням водню і кисню, тому водень виділяється на пасивному електроді в газоподібному вигляді, а кисень хімічно зв'язується активним електродом (накопичується у вигляді хімічної сполуки). Живлення електроенергією електролізної секції синхронізовано з електромагнітним перемикачем струму, тому отриманий водень заповнює тільки водневу магістраль. У пропонуваній конструкції електролізера реалізується розроблена технологія розділення процесів виділення газів (водню і кисню) у часі, тобто процес роботи електролітичної системи стає циклічним – складається із почергових періодів виділення водню і кисню.

Розроблений варіант електролізера забезпечує отримання водню і кисню при тиску 150 атм (15 МПа) без використання компресора.

Електролізне обладнання, що працює за цим принципом, забезпечує [29]:

- зниження енергозатрат – у дослідних зразках питомі витрати складають 3,85-4,10 кВт·год/м³;
- тиск отриманих газів обмежується лише міцністю конструкції;
- у конструкції відсутні іонообмінні мембрани, що підвищує надійність та безпеку експлуатації;
- не потрібно використовувати рідкоземельні метали;
- чистота отриманих газів становить 99,98 % для водню та 99,95 % для кисню.

Норвезька компанія Nel почала будівництво найбільшого в світі заводу з виробництва повністю автоматизованих електролізерів. Нові потужності будуть побудовані в рамках розширення виробництва, що діє в норвезькому Notodden (рис. 8.8) [30].

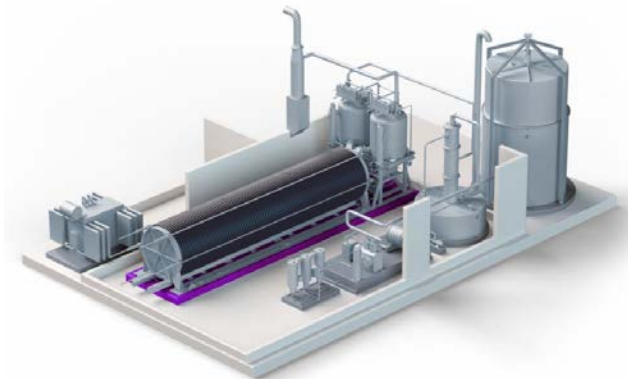


Рис. 8.8

У норвезькій компанії Jon Andre Lokke заявляють про бажання зробити відновлюваний водень масовим. Лідер даного ринку Nel активізується, щоб надати доступну технологію, яка зможе витіснити альтернативи, які працюють на викопному паливі і забезпечити можливість переходу на ВДЕ без збільшення витрат [30].

Енергосистема з переважанням ВДЕ (сонячної і вітрової генерації) потребує використання технологій «енергія-газ» (Power-to-Gas) у великих об'ємах. Мова йде про перетворення у водень надлишкової електроенергії методом електролізу в періоди його надвиробництва. Сьогоднішні плани розширення виробництва Nel – це великий крок у напрямку здешевлення електролітичного водню, у тому числі внаслідок збільшення масштабів виробництва електролізерів. Новий завод виконуватиме багатомільярдне (у

норвезьких кронах) замовлення автовиробника Nikola Motor Company, в рамках якого Nel поставить приблизно 1 ГВт електролізерів, а також заправне устаткування. Протягом 2018 року виробничі потужності заводу були збільшені з 25 до 40 МВт/год. Після цього Nel отримала контракт на постачання 448 електролізерів в рамках проекту Nikola по установці зарядних водневих станцій для вантажних і легкових автомобілів в США [30].

8.3 Методи зберігання та транспортування водню

Водень, як і більшість газів, може достатньо ефективно зберігатися в будь-якому стані. У даний час використовуються та знаходяться в стадії розробки такі форми зберігання і 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 гідрідів металів;
- зберігання водню в рідкому стані (криогенна форма).

У таблиці 8.5 надані питомі енергетичні характеристики різних форм зберігання водню [2, 9].

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 (криогенно-адсорбційне зберігання при 78 К та 4,2 МПа надл.)	26	3,7	1030

Найбільш освоєним у даний 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 із 1кг стисненого при 70 МПа водню займає в 7,5 рази більше місця,

ніж енергетично еквівалентна кількість бензину [2]. Трудність полягає в тому, що необхідні міцні місткості, що витримують сотні атмосфер і не є проникними для молекул водню. Таким вимогам в значній мірі задовольняє продукція фірм: Quantum, Dynatek, і Nissan, що поставляють на ринок композитні балони (тришарові вуглецево-волоконні, футеровані зсередини алюмініованим поліефіром), які витримують тиск до 70 МПа [11].

При кімнатній температурі і нормальному атмосферному тиску водень займає приблизно в 3 тис. разів більший об'єм, ніж бензин з таким же 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.

Рідкий водень зберігається в Дьюарах по 6,5 кг, при температурі 20 К рідкий водень займає 1/700 об'єму в газоподібному стані. При тиску 80 МПа газоподібний водень практично порівнюється з рідким воднем за показником питомого об'ємного енергетичного вмісту і значно поступається рідким паливам [11].

Одним із перспективних способів зберігання водню є застосування гідридів металів, однак за масо-габаритними показниками цей спосіб навіть при використанні найбільш ефективних 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 із використанням фулеронів, вуглецевих нановолокон і вуглецевих нанотрубок. У даному випадку застосовується методом зворотної сорбції водню, частіше всього в якості сорбентів застосовують підготовлені різними способами сорти активованого вугілля. Деякі теоретичні оцінки передбачають можливість подальшого підвищення значень масової щільності.

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 на протязі багатьох років.

Показником порівняння різних методів зберігання водню є густина енергії. Показники різних методів зберігання водню в порівнянні з показниками зберігання еталонних палив показано в таблиці 8.5 [2, 11, 26].

Перспективним методом одночасного зберігання та транспортування водню є водневі трубопроводи, які, незважаючи на досить великі витрати на їх встановлення, є найдешевшим способом зберігання та транспортування водню.

Таблиця 8.5 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
Метан рідкий, 0,1 МПа	1,71	585	1,40	750	5,60
Водень газоподібний, 15 МПа, 300 К	4,1	244	18,1	23800	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		11750	2,20	12600	3,80
LaNiH ₆		21500	4,00	23350	6,70

Водень можна транспортувати і розподіляти трубопроводами так само, як природний газ. Трубопровідний транспорт палива – найдешевший спосіб дальньої передачі енергії. До того ж, 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 [31].

Необхідно відмітити, що практика постачання водню трубопроводами вже напрацьована і є звичайною складовою виробництва у комплексах крекінгу нафти при високотемпературній переробці нафти та її фракцій для отримання моторного палива, мастил тощо. Великі обсяги водню постійно розповсюджуються у всьому світі за використання різних способів зберігання та транспортування, але в даному випадку мова йде про промислові потреби. У разі створення більш широкої інфраструктури споживання із 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 і 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.

Передача електроенергії проводами коштує дуже дорого: вона становить близько третини собівартості енергії для споживача. Для того, щоб знизити витрати, будують лінії електропередач все більш високої 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 обходяться у 10-20 разів дорожче і їх прокладають лише у виняткових випадках (наприклад, коли це викликано потребами архітектури або надійності) [31]. При передачі електроенергії на великі відстані витрати на спорудження ліній електропередач перевищують витрати на спорудження трубопроводів для транспортування газу. Крім того, значними є і втрати електроенергії, які для ліній електропередач довжиною 2000 км і більше досягають 15%. Розрахункові витрати на магістральний транспорт водню на великі відстані при однаковій потужності у 3-5 разів менші, ніж витрати на передачу електроенергії [32].

Однак найбільш ефективним, як і в багатьох інших практиках, може бути комплексний підхід щодо поєднання кількох варіантів зберігання, транспортування і розповсюдження водню. Надзвичайно актуальним для України є додавання «зеленого» водню до природного газу, використовуючи вже існуючі магістральні трубопроводи для транспортування природного газу.

8.4. Використання водню

Оскільки попит на надійні та екологічно чисті енергоносії постійно зростає, водень може забезпечити суттєвий енергетичний та економічний розвиток. Використання водню різноманітне і охоплює багато основних секторів економіки. Пристрої, що використовують водень як основне джерело живлення, вже використовуються в промисловості та побуті. У найближчому майбутньому, із 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 та інше. Планується організація поточного виробництва цих приладів на комерційній основі протягом декількох наступних років. Зарядні пристрої для портативної електроніки не поступаються за якістю традиційним літійовим 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.

Використання водню як у відновлюваній, так і у традиційній енергетиці України забезпечить підвищення рівня енергетичної незалежності України за рахунок широкомасштабного освоєння енергії відновлюваних

джерел, збільшивши їх частку у паливно-енергетичному балансі України відповідно до вимог Європейського Союзу.

8.4.1. Використання водню у транспортній галузі

Водень взагалі можна вважати універсальним паливом для транспортних засобів, оскільки він володіє абсолютною екологічною чистотою, може замінити бензин, дизельне паливо і мазут в теплових двигунах (автомобільних, тракторних, комбайнових, локомотивних, суднових, допоміжних та ін.), придатний для всіх видів теплових двигунів: поршневих із запалюванням від іскри і стиснення, поршнетурбінних, у всіх типах турбоустановок, двигуна Стірлінга та ін.

Федеральне фінансування досліджень та співпраця з промисловими фірмами призвела до зниження вартості комерційного водню, знизила ціни паливних елементів і збільшила термін їх придатності. Починаючи з 2003 року завдяки дослідженням, профінансованим DOE (US Department of Energy, Департамент Енергетики США), термін експлуатації паливних комірок був подвоєний – від 1000 годин до 2000 годин, а вартість виробленої з їхньою допомогою електроенергії була зменшена на 60 % [33].

На даний час кілька сотень водневих машин беруть участь у демонстраційних проєктах і мають можливість заправлятися на більш ніж 50 заправках по всьому світу. Автомобілі та навантажувачі, що працюють на водні, є альтернативою їх електричним аналогам у тих випадках, коли використання двигуна внутрішнього згоряння (ДВЗ) небажано і продуктивність електричних батарей обмежена часовими проміжками між підзарядками [34].

Демонстраційні проєкти за участю водневих автомобілів, автобусів, таксі та вантажівок разом із відповідною інфраструктурою для зручного, економічного і екологічно чистого користування водневим транспортним засобом сприяють вибору найбільш ефективних та створенню і розвитку нових водневих техніки і технологій.

Водневі автобуси є екологічною заміною традиційному громадському транспорту. Їх безшумність особливо приваблива для міст, де шумове забруднення часто перевищує допустимі ліміти. Системи для безперебійного живлення вже застосовуються в лікарнях, серверних станціях, віддалених антенах-ретрансляторах та інших. Компанії, що мають великі площі складських приміщень, зможуть економити значні кошти при використанні водневих автонавантажувачів. Це досягається за рахунок скорочення часу заправки – традиційні навантажувачі працюють на кислотно-свинцевих акумуляторах. Наприклад, їх активно використовують компанії Walmart, BMW і Coca Cola. Тестуються водневі човни, які можуть самозаряджатись прямо в морі за рахунок накопичення сонячної енергії. Водневий локомотив тестується армією США. Крім його безшумності та екологічності важливо те, що він може бути використаний як пересувний генератор електроенергії,

наприклад, на випадок стихійних лих. Такий тепловоз зможе доїхати до знеструмлених регіонів своїм ходом, і, підключивши його до електромережі, можна забезпечувати електроенергією тисячі будинків протягом декількох днів. Такою ж властивістю володіє воднева Тойота, яка може бути підключена до домашньої мережі та виробляти струм для одного будинку протягом тижня. Існують водневі моделі практично будь-яких типів засобів пересування – скутерів, гелікоптерів і літаків, тракторів, інвалідних колясок, дронів тощо [34].

При використанні водню в паливних елементах досягається ефективність, яка більше ніж у два рази перевищує ККД ДВЗ, реальний ККД якого зазвичай нижчий 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 є навіть більш безпечним. Оскільки він легший за повітря в 15 разів, тому не накопичується над землею, як вибухонебезпечні пари вуглеводнів, не розтікається по землі як рідкі палива і не змішується рівномірно з повітрям як метан, а миттєво дифундує вгору, покидаючи атмосферу [34].

Дослідження щодо створення наноструктурних матеріалів на базі української сировини дозволяють говорити про можливість виробництва високоефективних водневих паливних елементів з ККД більше 75 % [35].

Важливим завданням при застосуванні водню в транспортній галузі у якості 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, при кімнатній температурі та нормальному атмосферному тиску водень займає приблизно в три тисячі разів більший об'єм, ніж бензин з таким же 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 [2, 36].

За вимогами Міжнародної енергетичної агенції, акумулятор водню повинен вміщувати не менше 5 % (мас.) водню і виділяти його при температурі не вище 373 К. Згідно вимог до акумуляторів водню, які були сформульовані Департаментом енергетики США для мобільних систем зберігання, вміст водню повинен бути наступним [2, 36]:

- 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. Доцільність їх застосування у якості активатора стосовно газотурбінних двигунів та двигунів внутрішнього згоряння досить ретельно досліджена і показана в ряді робіт [37, 38]. Критерієм ефективності є зменшення витрат

пального та токсичності відхідних газів, поліпшення процесу сумішеутворення. Застосування водню в суміші з бензином вперше в СРСР було використано в двигунах автомобілів ГАЗ-24 вченими АН України. Введення водню в камеру згоряння двигуна спричиняє якісні зміни процесу енергоутворення. Врахування добавок водню в рамках термодинамічного розрахунку зводиться до врахування змін ентальпії вихідного палива [39].

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 [40]. Переведення двигуна внутрішнього згоряння на водень не потребує корінної його переробки. В основному це стосується системи подачі водню в циліндр двигуна і регулювання системи запалення. Проведені дослідження показали, що можлива також робота ДВЗ на суміші водню з вуглеводневим паливом. Причому добавка водню всього 5-10 мас.% спричиняє зниження витрат бензину на 40 % і зменшенню токсичних продуктів у викидних газах на 80 %, а вміст CO виявляється навіть нижчим, ніж при спалюванні природного газу [2].

Фахівці компаній Mazda і BMW кілька років тому представили свої прототипи автомобілів, які працюють на водні, що поступає у звичайний двигун внутрішнього згоряння. Головною відмінністю від інших експериментальних автомобілів BMW, які працювали на водні, була наявність традиційної бензинової системи живлення, що дозволяла перейти на звичайне пальне при вичерпанні запасу водню або при неполадках, пов'язаних з його подачею [41].

У галузі відновлюваної енергетики одними із найбільш перспективних для отримання електроенергії та створення екологічно чистого транспорту вважаються паливні водень-кисневі комірки, застосування яких для перетворення енергії водню в 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.

Е. д. с. паливних елементів, як правило, має порядок 1 в. Віддача по струму електрохімічного процесу залежить від кількості зарядів, що беруть участь в елементарному акті реакції. При взаємодії 1 моль водню з 0,5 моль кисню отримується 2 фарадея, або 53,6 А.год [42, 43].

Автомобіль на водні, який працює із застосуванням паливних комірок, функціонує за принципом електромобіля – у 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, які 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 в якості джерела енергії є поєднання в ньому кращих характеристик автомобілів з двигунами внутрішнього згоряння і електромобілів. Запас ходу дуже високий, особливо у випадку, коли батареї можна заряджати не тільки від реакції водню з киснем, але і 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 і акумуляторів має менші габарити і вагу, ніж у батареї і мотора в традиційному електромобілі при схожих характеристиках і запасу ходу;

- зменшення кількості рухомих і дотичних між собою частин в кілька разів, за рахунок цього істотно підвищується ресурс експлуатації транспортного засобу.

Якщо ж розглядати водневий автомобіль, який оснащується ДВЗ, адаптованим до цього виду палива, то у нього поки що більше мінусів, ніж позитивних сторін. Проте звіти науково-дослідних інститутів, які займаються розробками в цьому напрямку, дозволяють сподіватися на те, що у недалекому майбутньому ситуація докорінно зміниться. Повідомляється про те, що двигуни автомобілів, які спочатку створювалися для роботи на водні, мають такі характеристики [41]:

- ресурс експлуатації, збільшений на 20-30 %, а також зменшена ймовірність виникнення поломок;

- потужність збільшена на 15-20 %, більший ККД, що означає краще використання енергетичного потенціалу палива;

- вартість пробігу, в 2 рази менша, ніж аналогічний показник для бензину – однак тільки за умови промислового виробництва водню.

Вартість двигунів, що працюють на водні, поки що залишається дуже високою. Істотним недоліком є висока вартість виробництва палива, але використання у якості первинного енергоджерела для отримання водню сонячної та вітрової енергії може значно змінити ситуацію на краще. Інвестори продовжують цікавитися водневою енергетикою і фінансувати нові розробки. Прикладом тому є створена в 2017 році «Воднева рада» (Hydrogen Council), що включає 39 крупних компаній, таких як Audi, BMW, Honda, Toyota, Daimler, GM, Hyundai. Її метою є дослідження і розробка нових водневих технологій і їх подальше впровадження [41].

8.4.2. Водневі заправні станції

На більшості заправок паливо продається в газоподібному стані. Рідка форма зустрічається тільки на 10 % станцій. Машин, що використовують її, теж небагато, включаючи модель BMW HydroGen 7 і авто HydroGen3, що випускалася в 2007-2008 роках. При цьому водень зменшується в об'ємі майже у 850 разів, температура в рідкому вигляді досягає -259°C , а тиск газу 350 або 700 атм. Час заправки водневим паливом складає близько 5 хвилин, приблизно такий же час витрачається на заповнення повного баку бензинового транспорту. Сучасні технології дозволяють зменшити його до 3 хвилин – швидше, ніж заповнення балону з природним газом [44].

Водневі заправні станції (ВЗС) можуть бути мобільними, стаціонарними і домашніми. Перші призначені для заправки автомобілів у містях без відповідної інфраструктури.

Стаціонарні заправки зазвичай належать крупним компаніям, які продають водневе паливо автомобілістам. Велика частка таких станцій розташована в Канаді, США, Китаї, Японії та Німеччині. Стаціонарні заправні станції поділяються на три типи [44]:

- малі – до 20 кг водню на добу, забезпечується заправка 5-10 автомобілів;
- середні – від 50 до 1250 кг водню на добу, забезпечується заправка 250 легкових або 25 вантажних автомобілів;
- промислові – від 2500 кг водню на добу, забезпечується заправка більше 500 автомобілів.

Домашня заправка – комплект устаткування для приватного використання. Газ виробляється методом електролізу води в нічний час, щоб не створювати різких стрибків напруги в електромережі. До 1000 кг чистого водню в рік достатньо для щоденної заправки 1-5 автомобілів.

У конструкцію водневої заправки входить електролізер, системи очищення і зберігання водню, компресор (якщо паливо у газоподібному стані) і диспансер, що забезпечує подачу водню споживачам.

Ринкова вартість водню в Європі зараз складає близько 9 євро за кілограм, що відповідає приблизно 45 євро для повного бака автомобіля Toyota Mirai. При запасі ходу в 500 км сума виходить на рівні 9 євро на 100 км. Якщо враховувати, 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 літри в комбінованому режимі. З одного боку, це не багато – але тільки, якщо не порівнювати з електромобілями. При використанні електродвигунів власник автомобіля Tesla Model S або Toyota Prius витратить близько 2,5 євро на ту ж 100-км відстань. Тому, поки ціна на водень для автомобілів не знизилася хоч би до 25-30 євро за повний бак, перевага залишиться за електрокарами [44].

З одного боку, причин для відмови від водневого палива як варіанту, що конкурує з електрикою, достатньо. З іншої – проблему із заправками вже

вирішують уряди різних країн – Китаю, Японії, Німеччини, в КНР до 2030 року планується встановити більше 1000 водневих станцій, число японських ВЗС перевищило сотню, німецьких – 50. Інтерес до розвитку технології проявили такі відомі виробники як VW, GM, Daimler AG і BMW. Коли заправок буде більше, водневий транспорт стане серійним, популярність може збільшитися.

8.4.3. 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 виключити це забруднення. Перші електроустановки на водневих паливних елементах для мережевого та автономного електроживлення вже введені в експлуатацію і 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. У той же час автономне обладнання може бути встановлене незалежно, у відповідності до потреб споживача.

Використання водню в житлово-комунальному господарстві може ефективно здійснюватися в таких варіантах [2]:

- спалювання з одержанням теплової енергії;
- перетворення в електричну енергію (мотор-генератор, паливні елементи);
- використання в автотранспорті.

При використанні водню для побутових потреб використовуються плити, оснащені водневими пальниками, наприклад, уніфіковані газові плити з деякими змінами в конструкції пальників. Для забезпечення гарячого водопостачання і опалення будинків водень спалюється із застосуванням промислових пальників. Для забезпечення роботи мотор-генератора потужністю 100 кВт на протязі 1 години потрібно 5,5 кг або 61 м³ водню. Запропоновано до використання в енергосистемі нову водневу установку з дизельелектричним агрегатом потужністю 12 кВт, яка за 1 годину роботи споживає 0,66 кг або 7,3 м³ водню [1].

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 для опалювальних пристроїв, що працюють на водні, зникає потреба у системах відведення цих продуктів. Більше того, водяну пару, що утворюється при горінні, можна вважати корисним продуктом – вона зволожує повітря, а, як відомо, у 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, і достатньо потужне теплогерело, що дозволяє обігрівати будинок з великою площею. Що ж стосується 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 абсолютно ніяких 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 [45].

У більшості випадків водневі котли використовуються для обігріву підлогових поверхонь. Сьогодні таких систем дуже багато, залишається тільки визначитися з типом і потужністю, яка залежить від площі приміщення, що обігрівается. Сучасні водневі опалювальні установки комплектуються двома функціональними елементами: нагрівальним блоком та трубопроводною 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 [45].

Водневі теплові вузли мають кілька дуже важливих переваг[45]:

- екологічна чистота системи, оскільки при роботі обладнання відбувається викид всього одного побічного продукту – води у вигляді пари, яка не завдає шкоди ні людському організму, ні навколишньому середовищу;
- функціонування водню в системі здійснюється без участі вогню, а тепла енергія виробляється за рахунок каталітичної реакції. При змішуванні кисню і водню утворюється вода і відбувається виділення величезного обсягу теплової енергії. Далі здійснюється перехід теплового потоку в теплообмінник. Як правило, температура в системі коливається в рамках 35-45 °С, що цілком прийнятно для систем «тепла підлога»;
- високий коефіцієнт корисної дії – біля 96 %, що значно вище інших методів обігріву;
- мінімальні зусилля для збору і монтажу опалювального водневого блоку при наявності всіх необхідних комплектуючих і докладної інструкції;
- мінімальна кількість вихідної сировини для виробництва палива – електроенергія і вода. При 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. При грамотному підході витрати на обігрів приміщення за допомогою таких установок будуть мінімальними.

Облаштування заміського будинку не може вважатися повноцінним, якщо питання з опаленням в ньому залишається невирішеним. У даний час влаштувати опалювальну систему в приватному будинку нескладно, головне – правильно підібрати варіант обігріву, який буде відповідати призначенню споруди, його функціональності та перебувати в рамках бюджету. До одного із найсучасніших варіантів обігріву можна віднести опалення будинку воднем рис. 8.9 [45].



Рис. 8.9. Заводський генератор водню

Для опалення житлового будинку вперше в історії у Нідерландах у місті Розенбург був введений в експлуатацію побутовий котел на водні, який стабільно забезпечує жителів достатньою кількістю теплоти та гарячою водою. Принцип роботи котла на водні такий, як і у працюючого 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, яка отримала сертифікацію на використання водневої суміші в побутових котлах у Нідерландах. Компанія бере участь у британській програмі Ну4Heat і активно вивчає водневі експериментальні проекти по всій Європі. У найближчі два роки буде встановлено більше 400 водневих котлів. Передбачається, що «зелений» водень може зрівнятися у ціні з природним газом до 2050 року [46].

При використанні водню для побутових потреб у значних масштабах енергетичні витрати будуть меншими вартості використовуваної для цих цілей електроенергії. 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 у житлово-комунальному господарстві є надзвичайно актуальним.

Висновки

Широке використання водню як високоефективного і екологічно прийняттого енергоносія в останні роки розглядаються як найбільш перспективний шлях до вирішення енергетичних проблем та суттєвого скорочення шкідливих викидів в атмосферу. Для України важливим аспектом відновлюваної та традиційної енергетики є використання водню для створення балансових потужностей.

Оскільки впровадження водневих технологій у відновлюваній енергетиці потребує створення складних енергетичних систем, що включають енергетичне обладнання на основі ВДЕ для виробництва електроенергії, обладнання для виробництва електролітичного водню, систем зберігання водню, допоміжного обладнання та інших технічних засобів, виникає проблема проведення відповідних розрахунків та детального аналізу щодо визначення ефективності як окремих елементів, так і енергосистеми в цілому.

Основними напрямками досліджень при обґрунтуванні проєктів «енергія ВДЕ – водень» є визначення енергетичної, економічної, екологічної та соціальної ефективності.

При визначенні економічної ефективності енергосистем «енергія ВДЕ – водень» собівартість виробленого водню головним чином залежить від наявності в певній місцевості енергетичного потенціалу ВДЕ, тому першочерговими завданнями при впровадженні таких енергосистем є встановлення енергетичного потенціалу ВДЕ, а також вибір енергетичного і 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.

При проведенні оцінювання прибутковості водневих енергосистем необхідно враховувати також ряд важливих факторів: способи зберігання, транспортування та 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 представляють проєкти щодо транспортування водню трубопроводами, у тому числі разом із 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 електропередач, оскільки витрати на спорудження ліній електропередач на великі відстані перевищують витрати на спорудження трубопроводів для транспортування газу. Крім того, значними є і втрати електроенергії, які для ліній електропередач довжиною 2000 км і більше досягають 15 %. Розрахункові витрати на магістральний транспорт водню на великі відстані при однаковій потужності у 3-5 разів менші, ніж витрати на передачу електроенергії.

При використанні 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, які використовують органічні палива, є одним з основних джерел забруднення повітря в житлових районах; переведення їх на водневе паливо дозволить виключити це забруднення.

Для розвитку водневої енергетики в Україні необхідно виконання ряду основних завдань щодо 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; за прикладом Стратегії Австралії, вона повинна, за необхідності, мати здатність до оновлення та перегляду в процесі розвитку галузі. У рамках Стратегії необхідно усунути бар'єри для розвитку галузі за рахунок національного чіткого та розумного регулювання, посилення взаємодії із зацікавленими країнами та врахування прогресивних змін у галузі для своєчасного реагування на розвиток ринку.

Впровадження першочергових розробок у галузі водневої енергетики на основі ВДЕ сприятиме створенню власної прикладної бази в даній 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 із використанням усіх наявних засобів масової інформації.

Аналіз перспектив розвитку водневої енергетики в Україні показує, що з точки зору науково-технічних досягнень у даній 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 результат для економіки, громади та 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 в нашій країні.

Перелік посилань

1. Мхитарян Н.М. Энергетика нетрадиционных и возобновляемых источников. К., Наукова думка, 1999. – 314 с.
2. Кудря С.О. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії / – Підручник. – Київ: Національний технічний університет України («КПІ»), 2012. – 495 с.
3. 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-vodnevoyi-galuzi-do-2030-roku-ta-perspektyvy-ukrayiny-u-ci-y>.
4. «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>.
5. Стратегія інтеграції енергетичних систем [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <http://uwea.com.ua/ua/news/entry/>.
6. У Великобританії створюють перший фонд інвестицій у водневу галузь [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <https://www.epravda.com.ua/projects/greendeal/2020/07/9/662789/>.
7. Уряд Австралії виділив понад \$190 млн на водневі проекти [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <https://www.epravda.com.ua/projects/greendeal/2020/05/7/660243/>.
8. National Hydrogen Roadmap. CSIRO, Australia, 2018. (18-00314_EN_NationalHydrogenRoadmap_WEB_180823.pdf).
9. Водород. Свойства, получение, хранение, транспортирование, применение. Под редакцией Гамбурга Д.М. – Москва.: Химия, 1989. – 671 с.
10. Кудря С.О. Системи акумулювання і перетворення енергії відновлюваних джерел // Докт. дис., Київ, 1996. – 548 с.
11. Аслаян Г.С. Проблематичность становления водородной энергетики. Теплоэнергетика. №4. 2006. – С. 66-73.
12. Украина: эффективность малой энергетики. Издание Энергетического Центра ЕС в Киеве. 1996.– 280 с.
13. Воднева енергетика [Електронний ресурс] // – Режим доступу: https://pidruchniki.com/1274082337977/ekologiya/vodneva_energetika.

14. Кудря С.О., Репкін О.О., Яценко Л.В., Ткаленко М.Д., Шинкаренко Л.Я., Пепелов О.В. Напрями розвитку водневої енергетики та водневої економіки в Україні / Матеріали XX-ої міжнародної науково-практичної конференції “Відновлювана енергетика та енергоефективність XXI століття”, м. Київ, 15-16 травня 2019 р., С. 58-65.
15. Мхітарян Н.М., Яценко Л.В. Шинкаренко Л.Я., Будько 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.
16. 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.
17. Мхітарян Н.М., Кудря С.О., Яценко Л.В., Шинкаренко Л.Я. Состояние и перспективы использования водорода в возобновляемой энергетике // «Альтернативная энергетика и экология», – 2012. – № 05-06. – С. 68 -79.
18. Кудря С.О., Яценко Л.В., Шинкаренко Л.Я., Будько 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.
19. Кудря С.О., Яценко Л.В., Шинкаренко Л.Я., Пепелов О.В. Науково-технічні основи створення вітроводневих станцій / Матеріали XIX-ої міжнародної конференції “Відновлювана енергетика та енергоефективність XXI століття”, м. Київ, 26-28 травня 2018р., С. 419-425.
20. Кудря С.О., Морозов Ю.П., Кузнецов 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.
21. Кудря С.О., Морозов Ю.П., Кузнецов 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.
22. Кудря С.О., Морозов Ю.П., Кузнецов М.П. Дослідження виробництва водню з використанням вітрової установки // Матеріали XIV Міжнародної конференції “Відновлювана енергетика XXI століття”. – АР Крим, 2013. – С. 100-104.
23. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України / за ред. С.О. Кудрі. – Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2020. – 82 с.
24. Фундаментальні аспекти відновлювано-водневої енергетики і паливно-комірчанних технологій / за загальною редакцією Ю.М. Солоніна. – К.: «КІМ», 2018. – 260с.
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. Енергоефективність та відновлювані джерела енергії. Під заг. ред. Шидловського А.К. – Київ: Українські енциклопедичні знання, 2007. – 559 с.

27. Волошин М.Д. Конспект лекцій з дисципліни "Електрохімічна технологія неорганічних речовин": Дніпродзержинськ: ДДТУ, 2012. – 87 с.

28. McPhy Energy та DeNora підписують технологічне партнерство [Електронний ресурс] // – Режим доступу: www.denora.com, www.mcphy.com.

29. Шевченко А.А. Использование ЭЛАЭЛов в автономных энергоустановках, характеризующихся неравномерностью энергопоступления // Авиационно-космическая техника и технология: Сб. научн. тр. – Харьков: Гос. аэрокосмический ун-т "ХАИ". – Вып.13. – 1999. – С. 111-116.

30. Водородная экономика: Норвегия увеличит мощности по производству электролизеров в 10 раз: [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <http://renen.ru/hydrogen-economy-norway-will-increase-global-capacities-for-the-production-of-electrolyzers-tenfold/>

31. Олійник Я.Б. Основи екології: підручник / Я.Б. Олійник, П.Г. Шищенко, О.П. Гавриленко. - К.: Знання, 2012. – 558 с.

32. Межевич А.С., Руженцев И.В. Развитие водородной энергетики как одно из перспективных направлений решения развивающегося на планете экологического и экономического кризиса. / Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. / № 11 (57). – 2008. – С. 35-42.

33. Воднева енергетика [Електронний ресурс] // – Режим доступу: uahe.net.ua/articles-ua/338-vodneva-energetika.html.

34. Воднева енергетика-2 [Електронний ресурс] // – Режим доступу: uahe.net.ua/articles-ua/360-vodneva-energetika-2.html.

35. Мухачев А.П., Щур Д.В. Альтернативные источники энергии и водородная энергетика / Энергосбережение / № 5. – 2007. – С. 15-19.

36. Кирилов Н.Г. Водородная энергетика: проблемы внедрения и новые российские технологии. Международный научный журнал "Альтернативная энергетика и экология" АЭЭ. № 3. 2006. – С. 11-17.

37. Канило П.М. Токсичность ГТД и перспективы применения водорода. – Киев: Наук. думка, 1982. – 140 с.

38. Мищенко А.И. Применение водорода для автомобильных двигателей. – Киев: Наук. думка, 1984. – 142 с.

39. Каменев В.Ф., Хрипач Н.А. Конструкции современных ДВС. Поиски и решения. "Автомобильная промышленность", Изд-во "Машиностроение", № 11, 2003. – 202 с.

40. Ковтун Г., Полункін Є. Перспективи водневої енергетики. Вісн. НАН України, 4, 2007. – С. 12-18.

41. Альтернатива – автомобілі на водневому паливі [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <http://autopark.pp.ua/808-alternativa-avtomobl-na-vodnevomu-paliv.html>.

42. Фильштих В. Топливные элементы. «Мир» М: – 1968. – 419 с.

43. Антропов Л.И. Теоретическая электрохимия. М.: «Высшая школа», 1975. – 568 с.

44. Водород или электричество [Електронний ресурс] // – Режим доступу: <https://techno.nv.ua/auto/vodorod-ili-elektrichestvo-v-chem-otlichiya-avto-na-vodorode-ot-elektrokarov-2502474.html>.

45. Електролізер для отримання водню – дешево опалення будинку [Електронний ресурс] // – Режим доступу: budivnik.in.ua/elektrolizer-dlya-otrymannya-vodnyu-desheve-opalennya-budynku.html.

46. 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.

Наукове видання

НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

Автори:

Барило А.А., Бенменні М., Бudyко М.О., Бudyко В.І., Васько П.Ф.,
Головко В.М., Дідківська Г.Г., Жовмір М.М., Ібрагімова М.Р., Іванченко І.В.,
Іванчук В.Ю., Кармазін О.А., Ключ В.П., Ключ С.В., Коханевич В.П.,
Кудря С.О., Кудря Т.С., Кузнецов М.П., Новицька Є.Г., Маслова Н.О.,
Матях С.В., Мороз А.В., Морозов Ю.П., Мхітарян Н.М., Петренко К.В.,
Репкін О.О., Резцов В.Ф., Суржик Т.В., Ткаленко М.Д., Тучинський Б.Г.,
Четверик Г.О., Хілько В.А., Шинкаренко Л.Я., Шихайлов М.О., Щокіна В.А.,
Яценко Л.В.

ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

Монографія

За загальною редакцією
Кудрі С.О.

Редакційна група: Яценко Л.В., Пономаренко О.П., Іванчук О.І., Щокіна В.А.
Верстка: Тефнанц М.А.

Підп. до друку 09.06.2020 р. Формат 60х84/16. Офс. друк.

Ум. друк. арк. 10,25

Тираж 300 прим. Зам. № 17-07/2020

Інститут відновлюваної енергетики НАН України
02094, м. Київ, вул. Гната Хоткевича, 20 А,
+38 (044) 206-28-09
www.ive.org.ua, renewable@ukr.net

Виготовлювач та видавець:

ТОВ «НВП «ІНТЕРСЕРВІС», 02099, м. Київ, вул. Бориспільська, 9,
Свідоцтво ДК No3534 від 24.07.2009