

Азюковський О.О.

Ципленков Д.В.

Бобров О.В.

Дрешпак Н.С.

Федоров С.І.

# ІННОВАЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ



МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»



## ІННОВАЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

Навчальний посібник

Видано в рамках міжнародного проекту  
«Україна цифрова: Забезпечення академічної успішності  
в умовах кризи, 2023» за підтримки Німецької служби  
академічних обмінів (DAAD)

Дніпро  
НТУ "ДП"  
2024

УДК 621.3:658.589(075.8)

I66

*Рекомендовано вченою радою НТУ "Дніпровська політехніка"  
як навчальний посібник для студентів спеціальності  
141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(протокол № 13 від 26.12.2023).*

**Рецензенти:**

Т.В. Суржик – д-р техн. наук (Інститут відновлюваної енергетики НАН України);

А.М. Муха, д-р техн. наук, професор (Український державний університет науки і технологій).

Автори: О.О. Азюковський, Д.В. Ципленков, О.В. Бобров, Н.С. Дрешпак, С.І. Федоров.

**Інноваційні** джерела енергії: навч. посіб. / О.О. Азюковський, I66 Д.В. Ципленков, О.В. Бобров, Н.С. Дрешпак, С.І. Федоров; Мін-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Дніпро : НТУ "ДП", 2024. – 336 с.

ISBN 978-966-981-935-2

Розглянуто структуру різноманітних відновлюваних джерел енергії, визначено особливості перебігу процесів у таких системах, розкрито принципи функціонування пристроїв, подано характеристики обладнання. Детально розглянуто когенераційні установки. Зіставлення різноманітних установок дозволило визначити раціональні сфери їхнього застосування. Проаналізовано ефективність використання теплових насосів у гірничій промисловості, що являє собою сферу діяльності з високими енергетичними затратами і не менш високого потенціалу економії ресурсів.

Книгу призначено для студентів електротехнічних та енергетичних спеціальностей вищих закладів освіти, а також вона може бути корисна інженерам електротехнічного профілю.

**УДК 620.1:620.3(075.8)**

ISBN 978-966-981-935-2

© О.О. Азюковський, Д.В. Ципленков,  
О.В. Бобров, Н.С. Дрешпак,  
С.І. Федоров 2024.

© НТУ "Дніпровська політехніка",  
2024

# З М І С Т

<b>Вступ</b>	5
<b>1 Джерела енергії</b>	7
1.1 Класифікація джерел енергії	8
1.2 Принципи використання відновлюваних джерел енергії	14
1.3 Технічні проблеми використання відновлюваних джерел енергії	20
1.4 Основні напрями використання НВДЕ та ВДЕ	23
Контрольні питання	28
<b>2 Відновлювані джерела енергії</b>	29
2.1 Енергетичні ресурси відновлюваної енергетики у світі й в Україні	30
2.2 Сонячна енергія	33
2.3 Вітрова енергія	73
2.4 Геотермальна енергія	117
2.5 Енергія води малих річок	141
2.6 Енергія води морів та океанів	157
2.7 Енергія біомаси	186
Контрольні питання	203
<b>3 Нетрадиційні джерела енергії</b>	206
3.1 Класифікація низькопотенційних джерел енергії	206
3.2 Види ВЕР і способи їхнього застосування	208
3.3 Розвиток нетрадиційних технологій на основі перероблення біомаси	225
3.4 Енергетичний потенціал газонасичених вод	234
3.5 Породні гірничі відвали	239
3.6 Термоелектричні й термоемісійні перетворювачі енергії	243
3.7 МГД–перетворювачі (генератори) енергії	259
3.8 Енергія електростатичного поля Землі	263
Контрольні питання	269
<b>4 Воднева енергетика</b>	270
4.1 Водень як джерело енергії	271
4.2 Методи виробництва водню	272
4.3 Використання водню	273



4.4 Розвиток водневої енергетики у світі та її місце в промисловості України	278
Контрольні питання	280
<b>5 Когенераційні системи</b>	<b>281</b>
5.1 Когенерація в секторі комбінованого виробництва електроенергії і тепла	284
5.2 Виробництво холоду	288
5.3 Режими роботи когенераційних систем	291
5.4 Різновиди когенераційних технологій	294
5.5 Способи перетворення тепла промислових викидів на гірничих підприємствах	296
5.6 Використання тепла вихідного вентиляційного струменя від обігрівання повітропостачальних стволів шахт	300
5.7 Теплонасосна технологія використання тепла вихідного вентиляційного струменя для гарячого водопостачання	301
5.8 Утилізація тепла турбокомпресорів	303
Контрольні питання	304
<b>6 Економічні та екологічні аспекти низькопотенційної енергетики</b>	<b>305</b>
6.1 Екологічні проблеми енергетики	305
6.2 Методи екологічного оцінювання впливу відновлюваних джерел енергії на довкілля	308
6.3 Оцінювання життєвого циклу різних джерел електроенергії	312
6.4 Собівартість виробництва електроенергії	321
6.5 Оцінювання терміну окупності електростанції	330
Контрольні питання	331
<b>СПИСОК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ</b>	<b>333</b>

## ВСТУП

Одним з пріоритетних напрямів розвитку енергетики в XXI ст. є всебічне використання відновлюваних джерел енергії, ресурси яких практично необмежені, що дозволить знизити негативний вплив енергетичних систем на довкілля, підвищити енергетичну та екологічну безпеку суспільства. Усі джерела енергії, які використовує людство, поділяють на невідновлювані та відновлювані.

Згідно з класифікацією Міжнародного енергетичного агентства до другої категорії джерел відносять такі:

- відновлювані джерела енергії (ВДЕ), які спалюються, а також відходи біомаси;

- тверда біомаса і тваринні продукти, серед яких будь-які матеріали рослинного походження, що використовуються безпосередньо як паливо або перетворюються на інші форми перед спалюванням (деревина, рослинні й тваринні відходи, деревне вугілля, яке одержують з твердої біомаси);

- газ (рідина), вироблені з біомаси: біогаз, синтезований у процесі анаеробної ферментації біомаси і твердих відходів, який спалюють з утворенням електрики і тепла;

- муніципальні відходи: матеріали, що спалюються для продукування теплової та електричної енергії (відходи житлового, комерційного і громадського секторів) або утилізуються місцевою владою з метою централізованого знищення;

- промислові відходи: тверді й рідкі матеріали (наприклад, автомобільні покришки), що спалюються безпосередньо, зазвичай на спеціалізованих підприємствах для виробництва теплової та електричної енергії;

- гідроенергія: потенційна, або кінетична, енергія води, перетворена на електричну, за допомогою гідроелектростанцій як великих, так і малих;

- геотермальна енергія: тепло, що надходить із земних надр, зазвичай у вигляді гарячої води або пари і його використовують у виробництві або безпосередньо в системах тепlopостачання, чи для потреб сільського господарства тощо;

– сонячна енергія: теплове випромінювання Сонця, що використовується для гарячого водопостачання й утворення електричної енергії;

– енергія вітру: кінетична енергія природного руху повітря в атмосфері, яку застосовують у виробництві електроенергії за допомогою турбін;

– механічна енергія припливів, морських хвиль та океану, яку використовують для виробництва електричної енергії.

Звісно, до цього переліку не входять традиційні засоби, що бувають як невідновлювані, зокрема (вугілля, природний газ, нафта, уран) так і відновлювані (гідроенергетика, деревина у вигляді дров, торф). Все інше вважається нетрадиційними джерелами енергії – сонце, вода, вітер та інше.

Матеріал цього навчального посібника обмежено розглядом питань, що стосуються нетрадиційних джерел енергії.

# РОЗДІЛ 1

## ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

Енергія нерозривно пов'язана з життям кожної людини. Не випадково, що про стан розвитку країни і про благополуччя її громадян судять за рівнем енергоспоживання на душу населення. Крім кількісної характеристики споживання енергії не менш важливим є екологічна і економічна оцінка енергозабезпечення. Вони в першу чергу залежать від науково-технічного рівня технологій видобутку енергоносіїв та перетворення і споживання енергії.

Необхідність кардинальних змін у світовій енергетиці пов'язана з вичерпанням традиційних викопних енергоносіїв, енергетичними кризами та катастрофами на атомних станціях. Виробництво енергії із використанням органічного викопного палива та ядерної енергії супроводжується забрудненням оточуючого середовища та негативним впливом на тепловий баланс планети, що може призвести до глобальних незворотних змін клімату.

Для свого існування людство повинно постійно вирішувати три основні проблеми:

- забезпечення продуктами харчування;
- забезпечення енергією;
- забезпечення природних умов, придатних для нормальної життєдіяльності.

Ці проблеми взаємопов'язані між собою, але при їх розгляді на даному етапі розвитку світового суспільства на перше місце виходить проблема енергозабезпечення, від ефективності та якості якого залежить рівень життя населення та стан оточуючого середовища.

Інтенсивне зростання народонаселення планети, стимулює до вирішення енергетичних проблем. Глобальні енергетичні проблеми полягають у тому, щоб не допустити настання енергетичної кризи, зменшити забруднення атмосфери, води і ґрунтів токсичними речовинами, понизити теплове забруднення планети внаслідок втрат енергетичних і промислових установок в навколишнє середовище. Одночасне вирішення цих проблем можливе шляхом створення альтернативних

екологічно чистих енергетичних систем на основі нетрадиційних та відновлюваних джерел.

В теперішній час існують три основні види енергетики:

- так звана «органічна» енергетика на основі викопних органічних енергоресурсів;
- ядерна енергетика на основі ядерного палива;
- енергетика, основана на використанні відновлюваних джерел енергії (ВДЕ).

Світових запасів нафти вистачить на 50 років, природного газу – на 100 років, вугілля – на 350...500 років.

Сучасна традиційна енергетика в основному базується на використанні корисних копалин – вугілля, нафти, природного газу, які по своїй суті є вичерпаними джерелами енергії. Неможливо представити точну оцінку наявності корисних копалин в світі, тому що їх запаси ще недостатньо вивчені та розвідані, дані про них постійно змінюються та уточнюються.

Основними факторами, що обумовлюють освоєння нетрадиційних відновлюваних джерел енергії (НВДЕ) є наступні:

- необхідність забезпечення енергетичної безпеки країн, яка пов'язана з енергетичними кризами;
- необхідність зменшення обсягів шкідливих викидів, що утворюються в процесі використання традиційних енергоносіїв;
- необхідність збереження запасів енергоресурсів для майбутніх поколінь;
- збільшення витрат органічної сировини для неенергетичних потреб.

## **1.1 Класифікація джерел енергії**

Всі енергетичні ресурси на Землі є продуктами діяльності Сонця, за виключенням гравітаційної енергії взаємодії планет – Сонця, Місяця і Землі, а також теплової енергії ядра Землі (геотермальної), яка є результатом хімічних і ядерних реакцій, що протікають в її надрах.

Існує п'ять основних джерел енергії:

- 1) сонячне випромінювання;



- 2) рух і тяжіння Сонця, Місяця та Землі;
- 3) теплова енергія ядра Землі, а також хімічних реакцій та радіоактивного розпаду в її надрах;
- 4) ядерні реакції;
- 5) хімічні реакції різних речовин.

Джерела 1...3 є джерелами відновлюваної енергії.

Джерелами невідновлюваної енергії є 1 (паливо на основі скам'янілих органічних сполук), 3 (гарячі гірські породи), 4 та 5.

Енергетичні ресурси Землі, які відповідно до даних *Світової енергетичної ради* класифіковано на 16 видів, можна виділити в окремі групи, взаємопов'язані між собою:

1. За рівнем і масштабами освоєння:

• Традиційні:

- вугілля (включаючи лігніт);
- сира нафта і природний газовий конденсат;
- важкі нафти, пальні сланці, бітум;
- природний газ;
- ядерна енергія;
- торф;
- дрова;
- гідроенергія;
- енергія мускульної сили тварин та людей.

• Нетрадиційні:

- біомаса (за винятком дров);
- сонячна енергія;
- геотермальна енергія;
- вітрова енергія;
- енергія припливів;
- енергія хвиль;
- теплова енергія океану.

2. За природою енергоутворення:

• Відновлювані:

- торф;
- дрова;
- гідроенергія;
- енергія мускульної сили тварин та людей;

- біомаса (за винятком дров);
- сонячна енергія;
- геотермальна енергія;
- вітрова енергія;
- енергія припливів;
- енергія хвиль;
- тепла енергія океану.
- Невідновлювані:
  - вугілля (включаючи лігніт);
  - сира нафта і природний газовий конденсат;
  - важкі нафти, пальні сланці, бітум;
  - природний газ;
  - ядерна енергія.

Розподіл енергетичних ресурсів в першій групі проведено з огляду на рівень освоєння та розповсюдження енергетичних технологій їх використання; в другій групі – за природою та періодичністю утворення. Невідновлювані джерела енергії утворюються протягом величезних відрізків часу, тоді як відновлювані в тій чи іншій періодичності постійно існують в природі.

До традиційних енергоресурсів належать всі джерела енергії, які є первинними джерелами енергії сучасної традиційної енергетики, це всі невідновлювані джерела енергії, а також два види відновлюваних джерел енергії: дрова і гідроенергія великих водотоків.

До нетрадиційних (нових) енергоресурсів належать всі види відновлюваних джерел енергії: біомаса (за виключенням дров), сонячна енергія, вітрова енергія, геотермальна енергія, тепла енергія океану, гідроенергія припливів, хвиль, водотоків (за виключенням гідроенергії великих водотоків).

Крім того, до нетрадиційних можна зарахувати невідновлювані енергоресурси – природний газ малих газових, газоконденсатних, нафтогазоконденсатних родовищ, попутний нафтовий газ, промислові гази, метан вугільних родовищ.

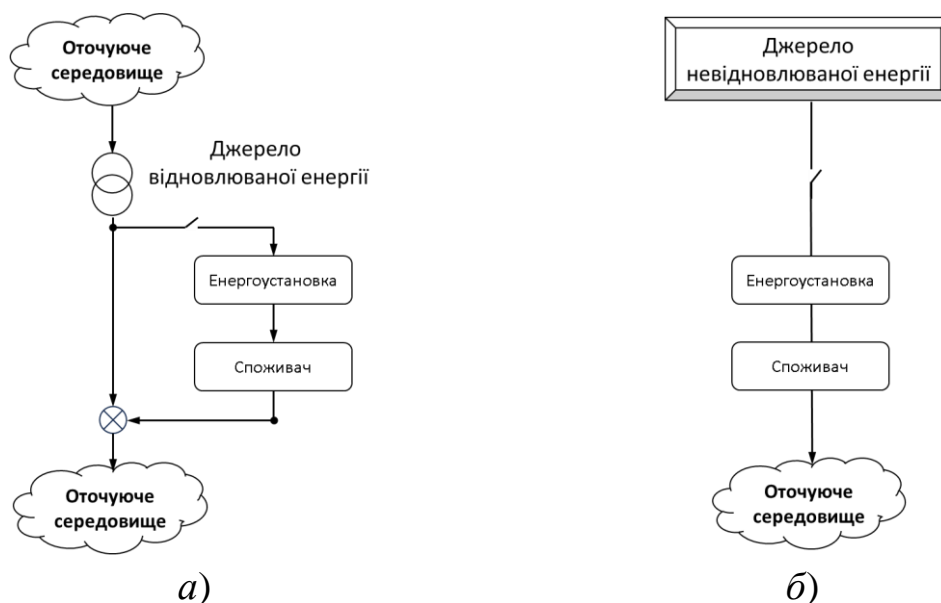
До невідновлюваних або вичерпних енергоресурсів належать вугілля, торф, нафта, природний газ, ядерне паливо.

Відновлювані або невичерпні енергоресурси – це потоки енергії, які постійно чи періодично діють у навколишньому середовищі. В цілому всі енергетичні потоки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) поділяються на дві основні групи – пряма енергія сонячного випромінювання та її вторинні прояви у вигляді енергії вітру, гідроенергії, теплової енергії оточуючого середовища, енергії біомаси та інше. До них належать: промениста енергія Сонця, енергія вітру, гідроенергія течій, хвиль, припливів, тепла енергія навколишнього середовища (Землі, повітря, морів та океанів), енергія мускульної сили людей і тварин.

До відновлюваних джерел енергії належать також всі види рослинності (біомаса), в яких у результаті процесу фотосинтезу проходить постійне накопичення енергії сонячного потоку у вигляді вуглеводів.

Геотермальну енергію зараховують до відновлюваних видів енергії, хоча її тепла енергія виділяється в результаті протікання хімічних реакцій і розпаду радіоактивних елементів, запаси яких мають межу, тобто по своїй суті вона є невідновлюваним джерелом енергії.

Рисунок 1.1 пояснює сенс понять відновлювані та невідновлювані джерела енергії.

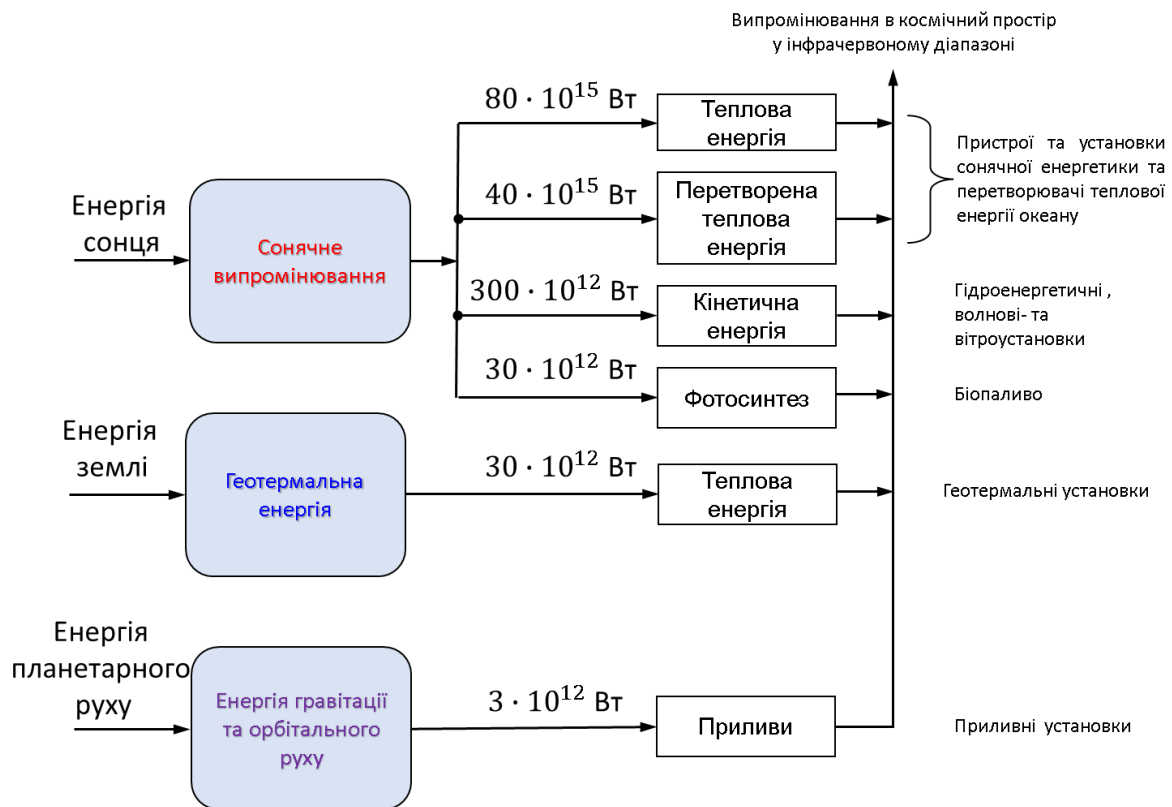


**Рисунок 1.1 – Схеми процесів використання відновлюваної та невідновлюваної енергії**

- а – в установках відновлюваної енергетики,**
- б – в установках невідновлюваної енергетики**

Навколишній простір безперервно пронизується потоками енергії від різних джерел (рис. 1.2). Наприклад, повний потік сонячного

випромінювання, що падає на Землю, дорівнює  $1,2 \cdot 10^{17}$  Вт. Максимальна щільність потоку сонячного випромінювання Землі досягає  $1 \text{ кВт/м}^2$ . Можливості використання того чи іншого джерела відновлюваної енергії дуже сильно залежить від місцевих умов. Наприклад, у рівнинних регіонах, подібних до Данії, важко розраховувати на використання гідроенергетичних ресурсів, але суттєво розвивається вітроенергетика, а в суміжних з нею районах, наприклад в Норвегії, гідроенергетичні ресурси великі. Тропічні ліси можуть бути основою для біоенергетики, а пустелі, розташовані на цій же широті, таким джерелом енергії не мають. Таким чином, енергетика на відновлюваних джерелах має орієнтуватися передусім на місцеві природні особливості.



**Рисунок 1.2 – Відновлювані джерела енергії та їх використання**

В табл. 1.1 наведено порівняльні характеристики традиційних енергетичних установок та установок на відновлюваних джерелах енергії.

**Таблиця 1.1 – Порівняння характеристик енергосистем на відновлюваних та невідновлюваних джерелах енергії**

<b>Характеристики енергосистеми</b>	<b>На відновлюваних джерелах енергії</b>	<b>На невідновлюваних джерелах енергії</b>
Приклади джерела	Вітер, сонце, припливи	Вугілля, нафта, газ
Місцезнаходження	Навколишня природна среда	Зосереджені родовища
Природна форма існування	Потоки енергії	Потенційна, зв'язана енергія
Початкова інтенсивність	Низька інтенсивність, розсіяна енергія із щільністю 300 Вт/м <sup>2</sup> і менше	Висока інтенсивність до 100 кВт/м <sup>2</sup> та вище
Час виснаження	Нескінченне	Кінцеве
Вартість споживаної енергії	Безкоштовна	Безперервно зростає
Вартість обладнання	Висока, приблизно \$1000 за 1 кВт встановленої потужності	Середня, приблизно \$400 за 1 кВт встановленої потужності
Стабільність і керованість	Стабільність вихідної потужності низька	Стабільність висока
Обмеження для використання	Особливості місцевих умов та попиту на енергію	Без обмежень
Розміри	Невеликі системи економічні, при створенні великих виникають складності	Великі системи зазвичай кращі
Наукові основи використання джерел	Широкий діапазон різних галузей науки і техніки, в тому числі біологічної та сільськогосподарської науки	Вузький діапазон, в основному електротехніка, теплотехніка та механіка
Безпека експлуатації	Під час роботи є небезпечні зони, у вимкненому стані зазвичай безпечні	Без спеціальних заходів захисту безпека висока, особливо при холостому режимі
Автономність	Самозабезпечені джерелами енергії	Залежать від постачання палива
Вплив на довкілля	Зазвичай невелике	Як правило, навколишнє середовище забруднюється, особливо повітря та вода
Естетичність	Зазвичай досить естетичні, хоча можливі виключення	Естетичні тільки порівняно невеликі установки

Загалом, всі нетрадиційні джерела енергії, незважаючи на їх природу можна поділити на дві великі групи – відновлювані джерела енергії, вторинні енергоресурси та нетрадиційні енергоресурси з прямим перетворенням (рис. 1.3).





Рисунок 1.3 – Загальна класифікація джерел енергії

## 1.2 Принципи використання відновлюваних джерел енергії

При з'ясуванні можливості використання енергії від установок, що працюють на відновлюваній енергії, необхідно відповісти на три основні питання:

1. Чому рівні енергоресурси потенційних джерел відновлюваної енергії?
2. Які цілі використання енергії, що виробляється?
3. Яка вартість виробленої енергії порівняно з енергією з інших джерел?

Останнє питання є найважливішим для споживачів енергії та в кінцевому підсумку є вирішальним при практичному використанні відновлюваних енергоресурсів.

Необхідно ясно уявляти, що економічно виправдана експлуатація відновлюваних джерел енергії можлива лише за виконання двох умов:

1. Чітко зрозумілі важливі переваги використання таких джерел енергії.

2. Максимально ефективний весь процес перетворення відновлюваної енергії в енергоустановках завдяки мінімізації втрат та максимізації економічних та соціальних показників.

За виконання цих двох умов можна проводити порівняльні вартісні розрахунки стосовно конкретної установки і робити економічні оцінки.

Невиконання першої умови призводить, як правило, до технічно недосконалих рішень і, як наслідок, до низьких економічних показників. Частково це пов'язано з тими більшими відмінностями в методах вирішення завдань, які використовуються в енергетиці на відновлюваних ресурсах, з одного боку, і традиційної теплової та атомної енергетики – з іншого боку. Потреба в освоєнні та розвитку енергетики на відновлюваних ресурсах стає дедалі актуальною при зростаючому попиті паливо, особливо у нафту, зростанні населення і вимог до рівня життя й змінами екологічної ситуації Землі. Такий приріст виробництва енергії важко забезпечити без використання нових джерел енергії, оскільки при зростаючій потребі енергії запаси палива виснажуються. Незалежно від ставлення до атомної енергетики енергетичні програми всіх країн містять, як правило, два основні пункти, спрямовані на покращення забезпечення енергією:

- 1) розвиток енергетики на відновлюваних джерелах енергії;
- 2) підвищення ефективності використання виробленої та спожитої енергії.

При плануванні розвитку енергетики слід дотримуватись наступних принципів:

1. Досконала енергетична система має найповніше враховувати особливості джерел енергії та її споживачів. На жаль, про споживача часто забувають, і тому виявляються погано пов'язаними його потреби та можливості джерел енергії. Це призводить до неекономного витрачання енергії та її втрат. Наприклад, якщо більша частина енергії в побуті витрачається на опалення та нагрівання води, то нерозумно використовувати для цих цілей електроенергію теплових електростанцій, втрачаючи дуже багато тепла при виробленні електроенергії, щоб потім знову перетворити її на тепло. І тут більш економічним може бути

безпосереднє постачання споживача теплом. На цьому заснований принцип комбінованого енергопостачання, який реалізується, наприклад, на ТЕЦ.

2. Розрахунки, що використовують ефективність, або коефіцієнт корисної дії енергетичної системи, найбільш повно розкривають її можливості та дозволяють уникнути непотрібних втрат енергії. Під ефективністю, або ККД, системи тут мається на увазі відношення корисної енергії на виході системи до всієї енергії, витраченої на її виробництво.

Більш досконала енергетична система буде, як правило, економічно вигіднішою, незважаючи на великі питомі капітальні витрати, внаслідок меншої витрати палива і більшого терміну служби обладнання, особливо систем освітлення.

3. Підвищення ефективності енергосистеми та економічних показників її роботи багато в чому залежить від мистецтва керування нею. За жодного джерела енергія не дістається даремно, і на практиці енергія відновлюваних джерел зазвичай набагато дорожча, ніж прийнято вважати, тому ніколи не можуть бути виправдані марні її витрати.

З визначень відновлюваних та невідновлюваних джерел енергії видно принципову різницю між ними, тому ефективно використовувати відновлювані джерела енергії можна лише з урахуванням існуючих принципів використання цієї енергії.

**Аналіз відновлюваних енергоресурсів.** Дуже важливо встановити, що в навколишньому просторі завжди існують потоки відновлюваної енергії, і енергетика на відновлюваних джерелах енергії повинна орієнтуватися тільки на існуючі енергоресурси, а не ставити собі за мету створення нових. Перш ніж розвивати енергетику на відновлюваних джерелах, необхідно точно визначити їхню потужність. Це вимагає регулярних та тривалих спостережень та аналізу параметрів цих джерел. Спочатку необхідно оцінити ресурс того чи іншого виду відновлюваної енергії (валовий потенціал), а потім ту його частину, яка може бути використана в енергоустановках (технічно досяжний потенціал).

**Часові показники відновлюваних джерел енергії.** Потреба енергії, зазвичай, непостійна у часі. Наприклад, потреба в електроенергії максимальна в ранкові та вечірні години та мінімальна у нічний час. Традиційні теплові електростанції можуть підлаштовуватися під ці коливання попиту енергії, регулюючи витрату палива. При використанні

ж відновлюваних джерел енергії коливається не тільки попит на енергію, а й потужність цих джерел, тому електроустановки, що працюють на цих джерелах, повинні враховувати обидва ці фактори, що часто суперечать один одному.

У таблиці 1.2 представлені основні параметри, що визначають потужність різних джерел відновлюваної енергії та характерні періоди її флуктуацій, які можуть дуже сильно залежати від місцевих особливостей. Джерела енергії в цій таблиці розташовані в порядку зростання регулярності коливань їхньої потужності: від вкрай нерегулярних (вітер) до строго регулярних (припливи). Регулярність сонячної енергії дуже залежить від географічного положення.

**Якість джерела енергії.** Про якість джерела енергії говорять часто, але, як правило, не пояснюють, що це таке. Під якістю джерела енергії розуміється частку енергії джерела, яка може бути перетворена на механічну роботу. Наприклад, електроенергія має високу якість, оскільки за допомогою електродвигунів понад 95 % її можна перетворити на механічну роботу. Якість теплової енергії, що виділяється при спалюванні палива на традиційних ТЕЦ, досить низька, тому що лише близько 30% теплотворної здатності палива перетворюється зрештою на механічну роботу. За цією ознакою відновлювані джерела енергії можна поділити на три групи.

1. Джерела механічної енергії, наприклад, гідро- та вітроджерела, хвильові та приливні. Загалом якість цих джерел енергії висока, і вони зазвичай використовуються для виробництва електроенергії. Якість вітрової енергії – зазвичай близько 30%, гідроенергії – 60%, хвильової та приливної – 75%.

2. Тепловими відновлюваними джерелами енергії є, наприклад, біопаливо та тепла енергія Сонця. Максимальна частка тепла таких джерел, яка може бути перетворена на механічну роботу, визначається другим законом термодинаміки. Насправді перетворити на роботу вдається приблизно половину тепла, допусканого другим законом. Для сучасних парових турбін ця величина (якість теплової енергії) не перевищує 35%.

3. Джерела енергії на основі фотонних процесів, до яких належать джерела, що використовують фотосинтез та фотоелектричні явища. Наприклад, за допомогою фотоелектричних перетворювачів сонячне

**Таблиця 1.2 – Інтенсивність та періодичність дії відновлюваних джерел енергії**

Джерело	Періодичність	Параметри	Енергетичні співвідношення	Примітки
Пряме сонячне випромінювання	24 години; 1 рік	Опроміненість $G$ ; Кут падіння випромінювання $\theta$ .	$P \approx G \cos \theta$	Тільки в денний час
Розсіяне сонячне випромінювання	24 години; 1 рік	Хмарність	$P \leq GP \ll G$ ; $P < 300 \text{ Вт/м}^2$	Енергія значна
Біопаливо	1 рік	Якість ґрунту, опроміненість, вода, специфіка палива, витрати	Пов'язана енергія 10 МДж/кг	Дуже багато видів палива, джерело – лісове та сільське господарство
Вітер	1 рік	Швидкість вітру $v$ , висота над землею поверхнею $h$	$P \equiv v^3$	Флюктує
Хвилі	1 рік	Амплітуда хвилі $H$ та її період $T$	$P \equiv H^2 T$	Велика щільність енергії
Гідроенергія	1 рік	Напір $H$ та об'ємна витрата води $Q$	$P \equiv HQ$	Штучно створюване джерело
Припливи	12 год. 25 хвил.	Висота припливу $R$ , площа басейну $A$ , довжина естуарію $L$ , глибина естуарію $h$ .	$P \equiv R^2 A$	Збільшення висоти приливу, якщо $\frac{L}{\sqrt{h}} \leq 36400$
Теплова енергія	Сталі параметри	Різниця температури води на поверхні та на глибині $\Delta T$ .	$P \equiv (\Delta T)^2$	Ряд районів у тропіках. Низька ефективність перетворення енергії

випромінювання певної частоти можна з високою ефективністю перетворити на механічну роботу. Домогтися високої ефективності перетворення енергії у всьому спектрі сонячного випромінювання дуже важко, і на практиці ККД фотоперетворювачів, що дорівнює 15%, вважається добрим.



**Розсіяна енергія або енергія низької щільності.** Відновлювані і виснажувані джерела енергії дуже відрізняються за характерною їм початковою щільністю потоків енергії. Для відновлюваних джерел енергії ця величина - близько  $1 \text{ кВт/м}^2$  (наприклад, щільність потоку енергії сонячного випромінювання, вітру при швидкості близько  $10 \text{ м/с}$ ), для невідновлюваних джерел вона на кілька вище. Наприклад, теплове навантаження в трубах парових котлів – близько  $100 \text{ кВт/м}^2$ , а теплообмінниках ядерних реакторів – кілька мегават на  $1 \text{ м}^2$ . Споживачі енергії, за рідкісним винятком, використовують набагато менші щільності потоків енергії.

Через велику відмінність у щільності потоків енергії в енергоустановках на відновлюваних та невідновлюваних джерелах другі ефективні при великій одиничній потужності установки, але при цьому розподіл енергії серед споживачів потребує великих витрат. Перші ж ефективніші за невеликої одиничної потужності, але великі витрати потрібні вже для підвищення потужності за рахунок об'єднання таких установок у єдину енергосистему.

Використання відновлюваних енергоресурсів, як показала практика, прискорює економічний розвиток сільських районів, і ця енергетика через свою специфіку відповідає сільському способу життя, а не міському.

**Комплексний підхід при використанні відновлюваних енергетичних ресурсів.** Відновлювані джерела енергії є невід'ємною частиною навколишнього середовища, і їх вивчення не може обмежуватися рамками якоїсь однієї наукової дисципліни, скажімо, фізики чи електротехніки. Часто рамки досліджень охоплюють область від промислової біотехнології до електроніки та управління. Прекрасним прикладом комплексного планування є деякі агропромислові підприємства. Відходи тваринництва та рослинництва можуть бути сировиною для виробництва метану, а також рідкого та твердого палива, а все загалом – для виробництва добрив та високоефективного ведення сільського господарства.

**Роль конкретної ситуації.** Жодне джерело відновлюваної енергії не є універсальним, придатним для використання у будь-якій ситуації. Це визначається конкретними природними умовами і потребами

суспільства, тобто, конкретною ситуацією. Тому для ефективного планування енергетики на відновлюваних ресурсах необхідні:

- по-перше, систематичні дослідження навколишнього середовища, аналогічні геологічним дослідженням при пошуку нафти;
- по-друге, вивчення потреб конкретного регіону в енергії для промислового, сільськогосподарського виробництва та побутових потреб. Зокрема, необхідно знати структуру споживачів енергії, щоб обирати найекономічніше джерело енергії.

Енергетика на відновлюваних ресурсах подібна до сільськогосподарського виробництва, в якому рентабельність обробітку тієї чи іншої культури залежить від якості ґрунту, природних умов та ринкового попиту на неї.

### **1.3 Технічні проблеми використання відновлюваних джерел енергії**

Серед існуючих проблем використання відновлюваних джерел енергії можна викреслити декілька головних.

**Моніторинг довкілля.** В основі рішення про використання ВДЕ зазвичай лежать результати багаторічних спостережень (моніторингу) за станом довкілля у цьому районі. При цьому дуже важливо, щоб інформація, що отримується в процесі моніторингу, включала всі параметри, необхідні для розробки конкретної енергетичної системи. Частково таку інформацію містять результати метеорологічних спостережень, але розташування метеостанцій дуже часто не збігається з місцем передбачуваного розміщення енергоустановок, і методи реєстрації та аналізу метеоданих не повністю відповідають завданню, що розглядається. Проте дані метеостанцій можуть бути базою щодо порівняльного аналізу з результатами цільового моніторингу. Так, наприклад, порівнюючи результати вимірювання швидкості вітру протягом кількох місяців у місці передбачуваного розміщення вітроустановки з даними найближчої метеостанції, можна, спираючись на метеодані за триваліший період, екстраполювати і результати моніторингу швидкості вітру.

Значно складніше проводити оцінку ВДЕ, в основу якої не можуть бути покладені стандартні метеодані. У цьому випадку необхідні

спеціальні методи вимірювань та відповідні прилади, що потребує значних людських та матеріальних ресурсів. Але в будь-якому випадку, спираючись на наявні дані з різних галузей знань, можна отримати більшу частину необхідної інформації.

**Споживачі енергії та їх характеристики.** Виробництву енергії має передувати всебічне вивчення потреби у ній. Тому що виробництво енергії завжди є надійним.

Залежно від характеристик споживача або навантаження багато в чому залежить вибір джерела енергії, що використовується. Вкладаючи кошти у розвиток енергетики, необхідно пам'ятати, що підвищувати економічність та ефективність споживачів, як правило, вигідніше, ніж збільшувати виробництво енергії.

*Узгодження джерел енергії та споживачів.* Після аналізу характеристик споживача та потенційних джерел відновлюваної енергії необхідно узгодити їх один з одним. Узгодження передбачає виконання таких умов:

1. Енергоустановка повинна максимально ефективно використовувати відновлювану енергію. Опір потоку енергії (рис. 1.1) з боку енергоустановок та споживачів має бути мінімальним. У цьому випадку буде зведено до мінімуму енергетичне обладнання та його розміри.

2. Використання систем управління з негативним зворотним зв'язком між споживачем і джерел енергії не вигідно, тому що доводиться скидати в навколишнє середовище частину виробленої перетворювачем енергії. Таке регулювання виправдане лише в крайньому випадку або коли задоволені всі потенційні споживачі енергії. Неефективність принципу регулювання із зворотним зв'язком в енергетичних установках на відновлюваній енергії є наслідком постійного існування в навколишньому просторі потоків цієї енергії. Для невідновлюваного джерела енергії регулювання із зворотним зв'язком вигідно, оскільки зменшує його витрату.

3. Необхідно узгодити попит та пропозицію на енергію (не завищуючи при цьому потужність енергоустановки) за рахунок включення до енергосистеми накопичувачів енергії. Довготривалі якісні накопичувачі енергії дуже дорогі.

4. Якщо узгодити енергоустановку на відновлюваній енергії із споживачами дуже складно, то від вирішення цього завдання відмовляються. В цьому випадку установка повинна дублюватися (споживач

підключається) більшою та універсальною за складом джерел енергії системою (наприклад, енергосистемою).

5. Найбільш ефективна схема використання енергії відновлюваних джерел енергії, коли до джерела підключається в кожний момент стільки споживачів, щоб сумарне навантаження відповідало поточній потужності джерела відновлюваної енергії. При цьому окремі споживачі можуть, у свою чергу, мати накопичувачі енергії або підлаштовуватися під параметри джерела, що змінюються. У таких схемах використовують регулювання із прямим зв'язком.

**Методи керування.** Для узгодження джерел енергії із споживачами використовуються різні методи керування. В енергосистемах з відновлюваними джерелами енергії можна використовувати три методи керування, засновані на скиданні надлишків енергії, акумулюванні енергії та зміні навантаження. Ці методи можуть бути реалізовані різними способами стосовно всієї енергосистеми або її частин.

1. Система зі скиданням надлишків енергії. Потоки енергії відновлюваних джерел існують постійно, і якщо їх не використовувати, вони будуть безповоротно втрачені. Проте метод керування, заснований на скиданні надлишків енергії, може виявитися найпростішим і дешевим. Такий метод керування використовується, наприклад, на ГЕС, в системах обігріву будівель сонячним випромінюванням з керованими заслінками, у ВЕУ зі змінним кроком.

2. Система з накопичувачами (акумуляторами) енергії. Накопичувачі можуть акумулювати енергію відновлюваних джерел як у її вихідному (неперетвореному) вигляді, так і у перетвореному після енергоустановки вигляді.

У першому випадку керування запасами відновлюваної енергії таке саме, як і запасами невідновлюваної енергії. Основний недолік систем регулювання з такими накопичувачами – їхня відносно висока вартість, складність використання у невеликих енергоустановках та при реалізації дистанційного керування. Приклади таких накопичувачів: водосховища (неперетворений вид), акумуляторні батареї, електrolізні установки (перетворений вид) тощо. Такі накопичувачі особливо вигідні на невеликих за потужністю енергоустановках. Теплові накопичувачі нині не актуальні.

3. Системи регулювання навантаження. Такі системи підтримують відповідність між попитом та пропозицією енергії за рахунок включення та вимикання необхідної кількості споживачів. Таке

регулювання може застосовуватися в будь-яких системах, але найвигідніше воно за наявності великої кількості різнорідних споживачів. Його перевага при використанні в енергосистемах із відновлюваними джерелами енергії полягає в наступному:

- підключення або відключення споживачів відповідно до наявної потужності джерела дозволяє уникати втрат відновлюваної енергії;
- у багатоканальній системі регулювання можуть враховуватися потреби різних споживачів та їх пріоритети, при цьому, наприклад, споживачі з низьким пріоритетом, які відключаються першими, можуть постачати енергію за низькою ціною або, наприклад, нагрівальні установки можуть харчуватися непостійним за величиною напругою;
- споживачі, які мають певну акумулюючу властивість (водонагрівальні баки, кондиціонери), можуть використовувати цю свою властивість, відключаючись у ті періоди часу, коли енергія більш дорога;
- у таких системах регулювання можна використовувати надійні, точні, малоінерційні та недорогі електронні та мікропроцесорні пристрої. Регулятори з прямим зв'язком особливо зручні для застосування на автономних ВЕУ.

Крім перерахованих вище проблем використання нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії, необхідно також враховувати соціально-економічні наслідки розвитку енергетики на відновлюваних джерелах енергії, такі як:

- розосередження населення;
- вплив на навколишнє середовище;
- довготривалі наслідки.

## **1.4 Основні напрями використання НВДЕ та ВДЕ**

Розрізняють чотири види енергії:

- теплову;
- хімічну;
- механічну;
- світову.

У таблиці 1.3 відповідно до кожного виду енергії наведено природне джерело цього виду енергії та основні напрямки виробництва кінцевої енергії або результатів її перетворення [28, 33].

**Таблиця 1.3 – Види та основні напрямки використання НВДЕ**

<b>Вид енергії</b>	<b>Природне джерело енергії</b>	<b>Основні напрямки виробництва кінцевої енергії</b>
Теплова	Сонячне теплове випромінювання.	Термодинамічний перетворення концентрованої сонячної енергії в механічну та електричну. Виробництво теплової енергії високого, середнього та низького потенціалу. Термохімічне збагачення органічного палива.
	Фізичне тепло сонячного випромінювання акумульоване у товщі атмосфери.	Виробництво теплової енергії низького та середнього (за допомогою теплових насосів) потенціалу водоїм та ґрунту.
	Термічний градієнт у товщі атмосфери та водоїм.	Термічне перетворення на механічну та електричну енергію.
	Глибинне тепло землі.	Термічне перетворення на механічну та електричну енергію. Виробництво теплової енергії середнього та низького потенціалу.
Хімічна	Продукти фотосинтезу (біомаса), в т.ч. свіжа рослинна маса, продукти природного хімічного розкладання біомаси, органічні відходи, міське та побутове сміття.	Пряме спалювання з метою заміщення викопних палив з отриманням високопотенційного тепла, яке може бути перетворене на механічну та електричну енергію, а також використане як теплова енергія високого, середнього та низького потенціалу. Якість вихідного палива може бути підвищено за рахунок сепарації, сушіння, подрібнення, брикетування, виділення шкідливих домішок, анаеробної ферментації, піролізу, газифікації, спиртового бродіння, гідролізу та дистиляції.
Механічна	Вітер. Зосереджений перепад тисків у товщі атмосфери чи води.	Перетворення на корисну механічну та електричну енергію.
	Морські (вітрові) хвилі. Морські течії та перебіг води в річках. Припливи та відливи. Морський прибій.	Перетворення на корисну механічну та електричну енергію.
Світлова	Сонячне світлове випромінювання, в т.ч.	Рациональне використання замість штучного електричного освітлення.
	– пряме;	Фотоелектричне перетворення.
	– відбите;	Фотохімічні та фотобіологічні каталітичні процеси розкладання води з одержанням водню.
	– розсіяне.	Штучний фотосинтез.

За аналогією із запасами органічного палива та ресурсами гідровлічної енергії річок ресурси НВІЕ доцільно підрозділяти наступні види: потенційні, технічно реалізовані та економічно доступні.

Потенційні ресурси – загальна кількість енергії в навколишньому середовищі людини, принципово доступне для практичного використання.

Технічно реалізовані ресурси – та частина потенційних ресурсів, яка може бути використана для практичних цілей засобами сучасної технології без істотних збитків навколишньому середовищу.

Економічно доступні ресурси – та частина технічно реалізованих ресурсів, освоєння яких конкурентно з альтернативними технологіями та забезпечене фінансовими, матеріальними та трудовими ресурсами.

Потенційні ресурси НВИЭ настільки великі, що у енергетичному еквіваленту для один рік вони багаторазово перевищують сумарні запаси всіх видів палива на надрах Землі.

Найбільша кількість потенційних ресурсів ВІЕ посідає сонячну енергію. Причому в порядку спаду ці ресурси розташовуються в такому порядку: верхня межа атмосфери – поверхня Землі – поверхня Світового океану – поверхня суші. Ослаблення приходу сонячної радіації на поверхню Землі, порівняно з верхнім кордоном атмосфери, становить 3,8 рази. Відповідно, нині переважно людство використовує лише якусь частину потенційних ресурсів сонячної енергії, що надходить поверхню суші.

Світові потенційні ресурси ВДЕ розподіляються наступним чином (відносно ресурсів сонячної енергії на межі атмосфери):

- горючі відновлювані енергоресурси (біомаса);
- глибинне тепло Землі (до 10 км);
- енергія вітру;
- енергія течії річок;
- енергія Світового океану.

Що стосується технічно реалізованих та економічно доступних ресурсів, то нині достатньої інформації та надійних даних немає. Разом з тим виконані до цього часу дослідження дозволяють досить впевнено ранжувати більшість відомих технологій використання, що технічно реалізуються, за такими ознаками:

- I – економічно доступні в даний час;
- II – економічно доступні у найближчій (15...20 років) перспективі;
- III – економічно доступні в доступній для огляду (30...40 років) перспективі;

IV – економічна ефективність проблематична чи можлива у віддаленій (понад 40...50 років) перспективі.

Основні напрями та технології використання НВДЕ наведено у таблиці 1.4 [4, 10].

**Таблиця 1.4 – Основні напрями та технології використання НВДЕ**

Технологія використання, тип енергетичної установки чи область застосування ВДЕ	Категорії ефективності за термінами освоєння			
	I	II	III	IV
<b>Сонячна енергетика</b>				
Сонячні теплоенергетичні установки				
• СЕС баштового типу (робота в енергосистемах)	+	+	+	+
• комбіновані сонячно-паливні електростанції	+	+	+	+
• сонячно-паливні електростанції із внутрішньоцикловою термохімічною переробкою палива	+	+	+	+
• СЕС при спільній роботі з ГЕС, ГАЕС, повітряно-акумуляючими ЕС або ГеоТЕС	+	+	+	+
Автономні СЕС				
• СЕС модульного типу (автономне енергопостачання)	+	+	+	+
• з параболічним концентратором та високими параметрами робочого тіла (понад 500°C)	+	+	+	+
• з параболоциліндричними концентраторами та середніми параметрами робочого тіла	+	+	+	+
• з плоскими сонячними колекторами та низькокиплячими робочими тілами	+	+	+	+
Системи пасивного сонячного обігріву	+	+	+	+
Системи із найпростішими плоскими сонячними колекторами				
• для сезонного гарячого водопостачання	+	+	+	+
• для обігріву плавальних басейнів	+	+	+	+
Системи із вдосконаленими сонячними колекторами (з селективним покриттям, вакуумованими та фокусуючими)				
• для опалення та цілорічного гарячого водопостачання – комбіновані сонячно-паливні	+	+	+	+
• з добовим акумуляуванням та електропідігрівом у нічний години (при наявності двоставкового тарифу на електроенергію)	+	+	+	+
• з добовим або тижневим акумуляуванням та теплонасосними установками	+	+	+	+
• із сезонним акумуляуванням	–	+	+	+
У поєднанні із сонячними ставками	–	–	+	+
Для холододопостачання та кондиціонування повітря	–	+	+	+
Адсорбційні холодильні установки	–	+	+	+
Комбіновані установки для виробництва тепла в зимовий час та холоду у літній час	–	+	+	+
Системи із сонячними повітропідігрівачами				



Технологія використання, тип енергетичної установки чи область застосування ВДЕ	Категорії ефективності за термінами освоєння			
	I	II	III	IV
• для опалення будівель та споруд у поєднанні з пасивними способами обігріву	+	+	+	+
• для сушіння сільськогосподарських продуктів та технологічної сировини	+	+	+	+
Джерела живлення для мікроелектронної апаратури	+	+	+	+
Низьковольтні джерела для живлення радіонавігаційної апаратури	+	+	+	+
Стаціонарне енергопостачання	+	+	+	+
Для роботи в енергосистемах	+	+	+	+
Рациональне використання сонячного світла				
• за рахунок архітектурно-планувальних рішень	+	+	+	+
• за рахунок переведення стрілки годинника в літній час	+	+	+	+
• за рахунок впровадження щілинних світловодів	+	+	+	+
• за рахунок впровадження волоконно-оптичних світловодів	-	+	+	+
Застосування фотоелектричних перетворювачів для стаціонарного енергопостачання космічних летальних апаратів	+	+	+	+
Орбітальні установки для освітлення окремих ділянок поверхні Землі.	-	-	+	+
Малі СКЕС для енергопостачання космічних технологій та робіт у відкритому космосі	-	+	+	+
Великі СКЕС для енергопостачання наземних об'єктів	-	-	+	+
<b>Горючі відновлювані енергоресурси</b>				
Суха біомаса				
• спалювання	+	+	+	+
• газифікація та створення газогенераторів	+	+	+	+
• гідроліз та дистиляція	+	+	+	+
• піроліз	-	+	+	+
Волога біомаса				
• брикетування пресуванням кори, тріски та відходів деревини	+	+	+	+
• анаеробне зброджування	+	+	+	+
• зброджування та дистиляція	-	+	+	+
Органічні відходи				
• спалювання міського сміття	+	+	+	+
• анаеробне зброджування органічних відходів	+	+	+	+
<b>Глибинне тепло Землі</b>				
Парогідротермальні ГеоТЕС	+	+	+	+
Комбіновані ГеоТЕС	+	+	+	+
Комбіновані сонячно-геотермальні ТЕС	-	+	+	+
Петрогеотермальні ТЕС	-	+	+	+
ГеоТЕС з низькокиплячими робочими тілами	-	-	+	+
<b>Вітроенергетика</b>				
Вітроагрегати для енергопостачання автономних споживачів				

Технологія використання, тип енергетичної установки чи область застосування ВДЕ	Категорії ефективності за термінами освоєння			
	I	II	III	IV
• малі вітроагрегати з горизонтальною віссю	+	+	+	+
• малі вітроагрегати з вертикальною віссю.	+	+	+	+
Великі вітроагрегати для ВЕС				
• з горизонтальною віссю	+	+	+	+
• з вертикальною віссю та вертикальними лопатями	–	+	+	+
<b>Гідралічна енергія річок</b>				
Традиційні великі ГЕС	+	+	+	+
ГАЕС	+	+	+	+
Малі ГЕС	+	+	+	+
<b>Енергія Світового океану</b>				
Термоградієнтні океанські електростанції	–	–	+	+
Арктичні термоградієнтні електростанції	–	–	+	+
Приливні електростанції	+	+	+	+
Використання океанічних течій	+	+	+	+
Хвильові енергетичні установки	+	+	+	+
Використання енергії прибою	+	+	+	+
Використання градієнтів солоності	–	–	+	+

СКЕС – сонячно-космічна електростанція; ГЕС – гідроелектростанція; ГАЕС – гідроакмулююча електростанція; ТЕС – тепла електростанція; ГеоТЕС – геотермічна електростанція.

## Контрольні питання

1. За якими ознаками класифікуються джерела енергії?
2. Які джерела енергії відносять до традиційних, нетрадиційних, відновлюваних та невідновлюваних?
3. Наведіть схеми процесів використання відновлюваної та невідновлюваної енергій.
4. Яких принципів необхідно дотримуватись при плануванні розвитку енергетики?
5. Яких принципів необхідно дотримуватись при використанні відновлюваних джерел енергії?
6. Наведіть характеристики споживачів енергії.
7. Які існують види енергії? Надайте їм характеристику.
8. Як розподіляються світові потенційні ресурси відновлюваних джерел енергії відносно ресурсів сонячної енергії на межі атмосфери?
9. Як ранжуються відомі технології використання нетрадиційних відновлюваних джерел енергії?

## РОЗДІЛ 2

### ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

Потік сонячного променю на Землю, який отримує енергію завдяки термоядерному синтезу в глибині Сонця – джерело більшості видів відновлюваної енергії, за винятком геотермічної енергії та енергії припливів і відливів. У строго фізичному сенсі, хоча й вживається термін «відновлювані джерела енергії», енергія в них не відновлюється, а тільки постійно вилучається. Лише невелика частина сонячної енергії, що надходить на Землю трансформується в інші форми енергії, а значна її частина просто йде в космос.

Термін «відновлювані джерела енергії» вживається на противагу використанню органічних енергоносіїв, до яких належать, наприклад, кам'яне вугілля, нафта, природний газ або торф. У широкому розумінні ці джерела енергії теж відновлюються, однак процес їх утворення триває сотні мільйонів років, тому, порівняно із швидкими термінами використання, таке паливо класифікується як вичерпне.

**Відновлювані або невичерпні енергоресурси** – 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.

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 дискретність 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, оснований 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.

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, і в 35000 разів перевищує нинішнє щорічне споживання енергії в світі.

Згідно з класифікацією (рис. 1.3) до відновлюваної енергетики відносять:

- сонячну енергію;
- вітрову енергію;
- геотермальну енергію;
- енергію води (малих водних потоків, припливи та відпливи, хвилі океанів та морів, океанські течії);
- теплову низькопотенційну енергію;
- інші джерела енергії.

## **2.1 Енергетичні ресурси відновлюваної енергетики у світі й в Україні**

Однією з найважливіших характеристик відновлюваних джерел енергії є їх енергетичний потенціал – показник, що визначає кількість енергії, властиву відповідному виду ВДЕ. Для оцінки можливих об'ємів використання енергетичних ресурсів відновлюваних джерел енергетичний потенціал у вітчизняній класифікації розділяють таким чином:

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

- **технічний** або **технічно-досяжний потенціал** відновлюваних джерел енергії – частина енергії загального потенціалу, яку можна реалізувати за допомогою сучасних технічних пристроїв;
- **доцільно-економічний потенціал** відновлюваних джерел енергії – частина енергії загального потенціалу, яку доцільно використовувати, враховуючи економічні, соціальні, техніко-технологічні й політичні чинники.

Для оцінки потенціалу відновлюваних енергоресурсів використовують одиницю виміру «Тонна умовного палива», т.у.п.

Умовне паливо – одиниця обліку органічного палива, яка використовується для зіставлення ефективності різних видів палива та їхнього сумарного обліку.

За одиницю умовного палива використовується паливо з питомою теплотою згоряння 7000 ккал/кг.

Міжнародне енергетичне агентство (ІЕА) за одиницю умовного палива прийняло тонну нафтового еквівалента (англ. Tonne of oil equivalent), що зазвичай позначається аббревіатурою ТОЕ (англ. Tonne of oil equivalent). Одна тонна нафтового еквівалента становить 41,868 ГДж або 11,63 МВт·год.

Поняття «умовного палива» дає можливість порівнювати різні види палив, виходячи з їх основної властивості – теплотворної здатності. Для переведення натуральної кількості даного виду палива в умовне паливо, визначається перевідний коефіцієнт, який дорівнює теплотворній здатності даного виду палива. Натуральне паливо в умовне перераховується при визначенні запасів паливних ресурсів, при складанні паливного та паливно-енергетичного балансів.

Відносно відновлюваної енергетики «умовне паливо» – це умовний еталон палива з теплотою згоряння 29400 кДж/г, з яким зіставляють різні конкретні види палива для оцінки їх теплотехнічних цінностей.

Кількісні показники енергетичних ресурсів відновлюваних джерел планети показані в таблиці 2.1.

**Таблиця 2.1 – Енергетичний потенціал відновлюваних енергоресурсів планети**

Відновлювані енергоресурси	Енергетичний потенціал відновлюваних енергоресурсів, 10 <sup>9</sup> 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
Енергія водотоків	3	2,91	1,5
Енергія хвиль	3	0,05	0,01
Енергія припливів	0,065	0,04	0,01
Енергія біомаси, зокрема:	40	2,55	2,0
Лісів	15	1,5	1,5
Рослин	10	1,0	0,5
Водоростей	15	0,05	0
Геотермальна енергія	16	0,4	0,2
<b>Всього</b>	<b>94422,065</b>	<b>16,95</b>	<b>5,82</b>

Інформація щодо розподілу енергетичних ресурсів відновлюваних джерел енергії у ряді країн, у тому числі в Україні, видається у вигляді довідників, класифікаторів і атласів, які являють собою візуалізовані елементи інформаційних систем. Розширення інформаційної бази на основі сучасних технічних засобів сприяє розповсюдженню інформації про можливості освоєння енергії відновлюваних джерел у конкретних місцевостях, що підвищує рівень проектних розробок за рахунок раціонального вибору і комплектації устаткування на основі відновлюваних джерел, а також їх комплексного використання, у тому числі із традиційними енергосистемами.

В Інституті відновлюваної енергетики НАН України створено атлас енергетичного потенціалу відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії України, що являє собою збірник картографічних та пояснювальних матеріалів, систематизований за основними напрямками впровадження ВДЕ.

Енергоресурси відновлюваних джерел енергії є практично на всій території України. До основних складових відновлюваної енергетики

України відносяться вітроенергетика, сонячна енергетика, мала гідроенергетика, біоенергетика, геотермальна енергетика і енергетика до-вкілля. Загальний річний технічно-досяжний енергетичний потенціал відновлюваних джерел енергії України в перерахунку на умовне паливо становить біля 98 млн т. у. п. (табл. 2.2).

**Таблиця 2.2 – Потенціал енергії відновлюваних джерел в Україні**

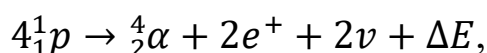
№ з/п	Напрями освоєння ВДЕ	Річний технічно-досяжний енергетичний потенціал	
		млрд кВт·год/рік	млн т у. п/рік
1.	Вітроенергетика	79,8	28,0
2.	Сонячна енергетика	38,2	6,0
3.	Мала гідроенергетика	8,6	3,0
4.	Біоенергетика	178	31,0
5.	Геотермальна теплова енергетика	97,6	12,0
6.	Енергетика до-вкілля	146,3	18,0
<b>Загальні обсяги заміщення традиційних ПЕР за рахунок ВДЕ</b>		<b>548,5</b>	<b>98,0</b>

Розподіл технічно-досяжного енергетичного потенціалу енергії відновлюваних джерел по областях України надано у таблиці 2.3 та на рис. 2.1.

## 2.2 Сонячна енергія

### 2.2.1 Енергія електромагнітного випромінювання Сонця

Сонце складається приблизно з 80 % водню та 20 % гелію (інші компоненти становлять менше 0,1 %). Джерелом сонячної енергії є реакція термоядерного синтезу



Зміну маси  $\Delta m$  реакції (1.1) легко обчислити за даними

– маса  $p = m_p = 1,00727647$  а.о.м.;

– маса  $e^+ = m_e = 0,0005458$  а.о.м.;

– маса частинки  $\alpha = 4,0015060883$  а.о.м,

де атомна одиниця маси  $1 \text{ а.о.м} = 1,660565 \cdot 10^{-27} \text{ кг}$ .

Таблиця 2.3 – Розподіл технічно-досяжного енергетичного потенціалу відновлюваних джерел в перерахунку на умовне паливо (млн т у.п.) та обсяги заміщення ПЕР в областях України (за даними [1])

№ з/п	Області	Енергія сонця	Енергія вітру	Мала гідроенергетика	Геотермальна енергія	Енергія біомаси	Енергія доквілля	Всього по областях	Споживання орг. палива	% заміщення орг. палива за рахунок ВДЕ
1.	АР Крим	0,38	4,7	0,05	1,11	0,99	0,93	8,16	4,23	192,9
2.	Вінницька	0,25	0,26	0,09	0,31	1,57	0,22	2,7	7,79	34,7
3.	Волинська	0,18	0,2	0,03	0,24	1,11	0,29	2,05	3,07	66,8
4.	Дніпропетровська	0,32	0,7	0,02	0,38	1,88	2,25	5,55	27,04	20,5
5.	Донецька	0,27	2,27	0,05	0,32	1,39	2,79	7,09	33,83	21,0
6.	Житомирська	0,26	0,3	0,08	0,36	1,19	0,29	2,48	2,46	100,8
7.	Закарпатська	0,14	0,3	1,11	0,85	0,71	0,16	3,27	1,29	253,5
8.	Запорізька	0,28	4,1	0,01	0,36	1,84	1,04	7,63	14,58	52,3
9.	Івано-Франківська	0,13	0,27	0,1	0,18	0,77	0,29	1,74	6,93	25,1
10.	Київська	0,26	0,28	0,05	0,35	1,37	2,23	4,54	16,47	27,6
11.	Кіровоградська	0,23	0,5	0,04	0,29	1,6	0,47	3,13	2,87	109,1
12.	Луганська	0,27	0,85	0,11	0,32	0,97	1,24	3,76	10,64	35,3
13.	Львівська	0,22	1,27	0,44	0,79	1,03	0,52	4,27	8,64	49,4
14.	Миколаївська	0,26	4,6	0,04	0,29	1,5	0,35	7,04	5,26	133,8
15.	Одеська	0,37	0,7	0,01	0,41	1,7	0,66	3,85	7,08	54,4
16.	Полтавська	0,26	0,4	0,1	0,88	1,54	0,63	3,81	10,52	36,2
17.	Рівненська	0,17	0,2	0,07	0,74	0,93	0,17	2,28	2,29	99,6
18.	Сумська	0,22	0,2	0,07	0,86	0,96	0,2	2,51	5,24	47,9
19.	Тернопільська	0,15	0,14	0,1	0,17	0,93	0,15	1,64	2,57	63,8
20.	Харківська	0,29	0,7	0,07	0,9	1,31	1,53	4,8	15,34	31,3
21.	Херсонська	0,31	4,4	0,01	0,87	1,25	0,24	7,08	3,47	204,0
22.	Хмельницька	0,2	0,2	0,07	0,25	1,11	0,29	2,12	2,58	82,2
23.	Черкаська	0,21	0,2	0,08	0,25	1,37	0,4	2,51	4,87	51,5
24.	Чернівецька	0,09	0,3	0,22	0,07	0,72	0,33	1,73	1,38	125,4
25.	Чернігівська	0,28	0,3	0,04	0,47	1,26	0,33	2,68	3,67	73,0
Всього		6,00	28,34	3,06	12,00	31,00	18,00	98,42	204,11	48,2





Звідки

$$\Delta m = 4m_p - m_\alpha - 2m_e = 0,02650263 \text{ а.о.м.}$$

На основі (1.2) знаходимо

$$\begin{aligned} \Delta E = \Delta mc^2 &= 0,02650263 \cdot 1,660565 \cdot 10^{-27} \cdot (0,2997926 \cdot 10^9)^2 = \\ &= 24,69 \text{ МеВ} = 3,955 \cdot 10^{-12} \text{ Дж.} \end{aligned}$$

Множення  $\Delta E$  на кількість реакцій, що відбуваються на Сонці (Сонце в секунду втрачає  $\Delta m = 4,3 \cdot 10^9$  кг), отримуємо значення виробленої ними потужності

$$\varphi = \Delta mc^2 = 3,845 \cdot 10^{26} \text{ Вт.}$$

Інтенсивність випромінювання сонця

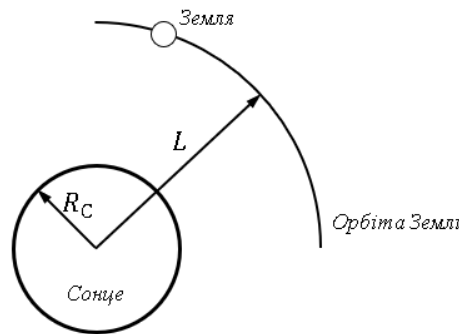
$$I_C = \frac{\varphi}{A_C} = 63,11 \frac{\text{МВт}}{\text{м}^2},$$

де  $A_C$  – площа поверхні Сонця.

Оскільки Сонце розглядається як ідеально чорне тіло, на основі враховуючи рівняння Стефана – Больцмана можна обчислити середню температуру поверхні Сонця

$$T = \left( \frac{I_C}{\delta} \right)^{1/4} = 5777 \text{ К,}$$

де  $\delta = 5,67051 \cdot 10^8 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}^4}$  – стала Стефана – Больцмана.



**Рисунок 2.2 – Схема для запису балансу випромінювання**

Інтенсивність випромінювання, що досягає земної орбіти  $I_3$  (рис. 2.2), є результатом балансу

$$I_3 A_{03} = I_C A_C,$$

де  $A_{03} = 2\pi L^2$ .

Отже

$$I_3 = I_C \frac{A_C}{A_{03}} = I_C \left( \frac{R_C}{L} \right)^2.$$

Після підстановки відповідних значень і врахування того, що  $L$  змінюється в залежності від пори року (наприклад, 3 січня:  $L = 1,47108$  км, 4 липня:  $L = 1,52108$  км), отримаємо

$$I_3 = 1325 \dots 1420 \text{ Вт/м}^2.$$

Середнє значення дорівнює  $I_{3,\text{сер}} = 1367$  і називається **сонячною сталюю**.

З врахуванням цього для будь якої пори року можна записати

$$I_3 = I_{3,\text{сер}} \left[ 1 + 0,033 \cos \left( \frac{360N}{365} \right) \right]$$

де  $N = 1 \dots 365$  – кількість днів у році (наприклад для першого січня  $N = 1$ ).

### 2.2.2 Сонячна радіація на поверхні Землі

Внаслідок відбиття, поглинання і розсіювання випромінювання в атмосфері, до поверхні Землі досягає потік енергії, менший за  $I_3$ . Випромінювання поглинається газоподібними компонентами атмосфери ( $O_2$ ,  $H_2O$ ,  $CO_2$  та іншими) в діапазоні довжин хвиль, характерних для кожного компонента. З цієї причини радіація, що досягає Землі, має інший спектральний розподіл, ніж внутрішня поверхня атмосфери. Дисперсія виникає в результаті випромінювання з частинками повітря та аерозолями, що містяться в атмосфері (пил, кристали льоду, крапельки води). Його інтенсивність і характеристики залежать від довжини хвилі і розміру розсіювальних частинок.

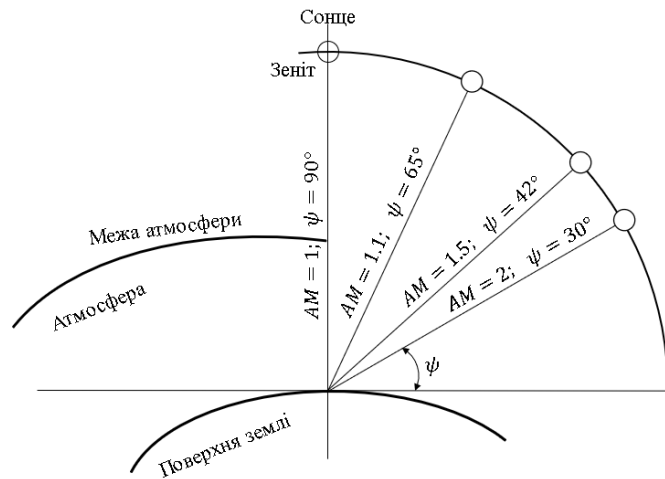
Ослаблення інтенсивності випромінювання залежить від шляху, яким воно проходить в атмосфері. Для його кількісного визначення вводиться масове число АМ. Це відношення маси атмосфери, через яку проходить випромінювання, до маси атмосфери, через яку проходить випромінювання, коли Сонце перебуває в зеніті. Приблизно це буде співвідношення шляхів проходження і тоді (рис. 2.3)

$$AM = \frac{1}{\sin \psi}, \text{ де } \psi \geq 30^\circ.$$

Враховуючи параметри атмосфери:

$$AM = \left[ \sin \psi + \frac{0,15}{(\psi + 3,885)^{1,253}} \right] \frac{p}{p_0},$$

де  $p$  – атмосферний тиск, кПа;  $p_0$  – еталонний тиск ( $p_0 = 1013$  кПа).



**Рисунок 2.3 – Графічне представлення для розрахунку масового числа AM**

Кількість сонячної енергії, що досягає поверхні Землі (рис. 2.4), відрізняється від середньорічного значення: в зимовий час – менше ніж на  $0,8 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{м}^2$  на день на півночі Європи і більше ніж на  $4 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{м}^2$  на день влітку у цьому ж регіоні.

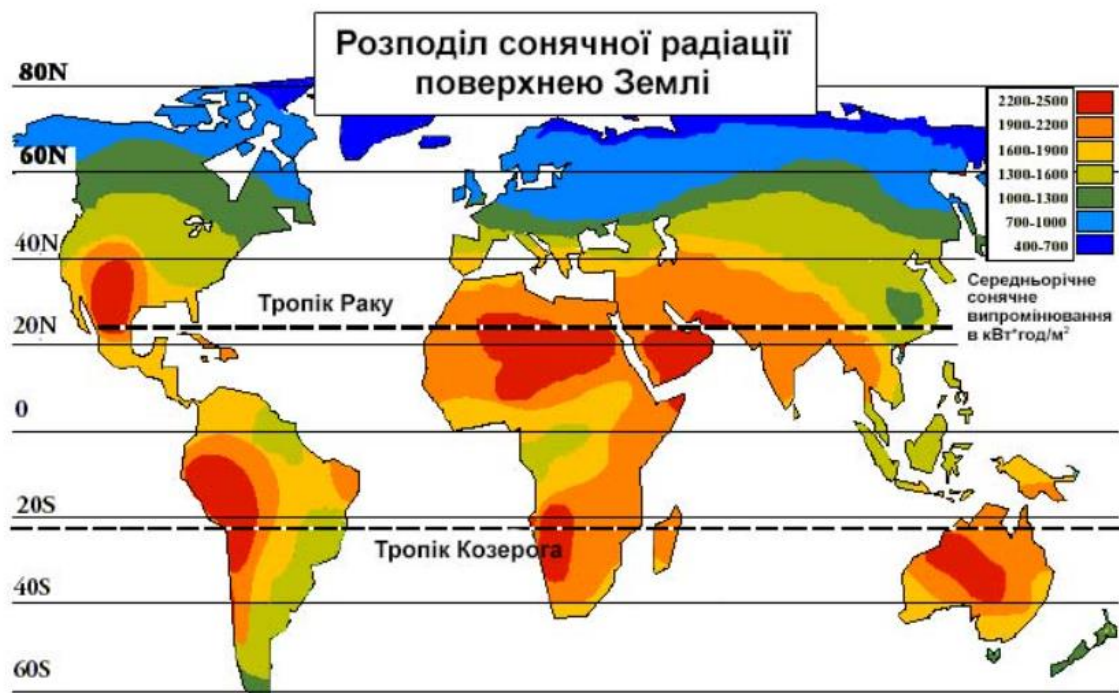
Ефекти ослаблення випромінювання будуть посилені через хмарність і опади. Через різноманіття  $\psi$  та зміни погоди, з часом радіація, що досягає Землі, суттєво залежатиме від пори року.

Енергія електромагнітного випромінювання, що досягає Землі, перетворюється в процесі фототермічного перетворення в тепло (*сонячні колектори*) і в процесі фотоелектричного перетворення в електрику (*фотоелектричні панелі*).

### **2.2.3 Пряме перетворення електромагнітного випромінювання Сонця в тепло**

#### ***Принцип роботи та класифікація сонячних колекторів***

**Сонячний колектор** – це конструкція або пристрій для перетворення енергії випромінювання Сонця у видимому та інфрачервоному спектрі в тепло. Сонячний колектор здійснює нагрів



**Рисунок 2.4 – Розподіл сонячної радіації на поверхні Землі**

матеріалу–теплоносія. Колектори застосовують для підігріву води та підтримання опалення, існують різні їх типи, але всі вони засновані на простому принципі: темна поверхня «вбирає» сонячну енергію, потім це тепло передається теплоносію. Найпростіші колектори пасивної системи не вимагають насосів або іншого електрообладнання, бо гаряча рідина переміщається між колектором і баком за принципом конвекції (нагріта рідина завжди піднімається вгору). Завдяки застосуванню антифризу в системі вони можуть використовуватися навіть в зимовий час.

Основний принцип роботи сонячного колектора полягає в наступному:

- сонце нагріває рідину в колекторі;
- нагріта рідина піднімається по колектору і трубі в бак–акумулятор;
- коли гаряча рідина надходить в теплообмінник, встановлений в бак з водою, тепло передається від теплообмінника воді;

- рідина в теплообміннику, охолоджуючись, переміщається до низу по спіралі і надходить з отвору в нижній частині бака назад в колектор;
- нагріта в баку вода акумулюється в верхній його частині і відбирається звідти через вихідний отвір;
- холодна вода з водопровідної мережі або резервуара надходить у нижню частину бака.

Поки на колектор світить сонце, рідина в трубах абсорбера нагрівається, переміщається в бак і таким чином постійно циркулює. Цей процес забезпечує нагрів води в баку всього за кілька годин при інтенсивному сонячному випромінюванні.

Таким чином, основними елементами сонячного колектора є:

- абсорбер;
- теплоносій;
- бак–акумулятор.

**Абсорбер** – ключовий елемент сонячного колектора. У ньому відбувається процес перетворення сонячної енергії в теплову енергію і потім передача тепла теплоносія. Для виготовлення абсорбера застосовуються різні матеріали, такі, як мідь, алюміній, скло. Так само абсорбер може мати різну форму. Незмінним є те, що абсорбер знаходиться на освітленій сонячним випромінюванням частині сонячного колектора. Для максимального поглинання сонячного випромінювання на абсорбер наносять спеціальне поглинальне селективне покриття. Це покриття забезпечує максимально можливе поглинання сонячної енергії, що потрапляє на поглинач, та перешкоджає зворотному випромінюванню. Існують різні способи нанесення поглинального покриття на поверхню абсорбера:

- гальванічним способом (покриття типу «чорний хром»);
- шляхом напилення («сині шари»).

**Теплоносій** (вода, повітря, масло або антифриз), як вже було зазначено, нагрівається, циркулюючи через колектор, а потім передає теплову енергію в бак–акумулятор, що накопичує гарячу воду для споживача. У найпростішому варіанті циркуляція води відбувається природно через різницю температур в колекторі. Таке рішення дозволяє підвищити ефективність сонячної установки, оскільки ККД сонячного колектора знижується з ростом температури теплоносія.

Сонячні колектори класифікуються за різними ознаками:

- за призначенням;
- за технічними рішеннями;
- за видом теплоносія;
- за терміном експлуатації;
- за температурою теплоносія
- за конструкцією, яка безпосередньо пов'язана з температурою теплоносія.

теплоносія.

За *призначенням* вони поділяються на:

- колектори для гарячого водопостачання;
- колектори для опалення.

За *використаними технічними рішеннями* на:

- одноконтурні системи;
- двоконтурні системи;
- багатоконтурні.

За *видом теплоносія* розрізняють:

- рідинні;
- повітряні колектори.

За *терміном експлуатації* поділяють на:

- сезонні;
- цілорічні.

За *температурою теплоносія* колектори поділять на:

- низькотемпературні (температура теплоносія в них не перевищує 100°C);
- середньо температурні (температура теплоносія в них від 30 до 165 °C);
- високотемпературні (температура теплоносія від 20 до 300°C).

Головним принципом класифікації все ж таки є класифікація їх за *конструкцією*, а саме:

- плоскі колектори, які є низькотемпературними;
- вакуумні колектори (середньо та високотемпературні залежно від їх особливостей);
- фокубуючі сонячні колектори.

### ***Сонячні колектори плоского типу***

Плоский сонячний колектор – найбільш поширений тип сонячних колекторів, який застосовують в геліосистемах для підігріву води і для підтримки опалення. Конструкція плоских сонячних колекторів використовує пряме або розсіяне сонячне випромінювання і не передбачає його концентрації. Перевагою плоского сонячного колектора є відносна простота конструкції, що дозволяє здешевити систему при досить високих показниках продуктивності і надійності. Недоліком можна назвати високі теплові втрати, які знижують показники виробництва теплової енергії при низькій температурі повітря.

Класичний **плоский рідинний колектор** (рис. 2.5) складається з кришки (яка повинна характеризуватися високою проникністю сонячного випромінювання, достатньою стійкістю до погодних умов – використовується скло або пластик), корпусу та ізоляції, а також основного елемента (абсорбера), який є теплопоглиначем. Матеріалами для виготовлення абсорберів найчастіше є: сталь, мідь, алюміній. З метою підвищення поглинальної здатності на поглинач наноситься селективне покриття, яке має високу здатність поглинати сонячне



**Рисунок 2.5 – Будова плоского сонячного колектора**

випромінювання (в діапазоні  $\lambda \leq 2(4)$  мкм) і низьку випромінювальну здатність в діапазоні теплового випромінювання ( $\lambda \leq 2(4) \dots 25(50)$  мкм). Для селективного покриття використовують чорну мідь, чорний нікель, чорний хром, чорний молібден і чорний кобальт.

Спосіб з'єднання абсорбера з каналами охолодження визначає довговічність і надійність колектора. Використовуються різноманітні

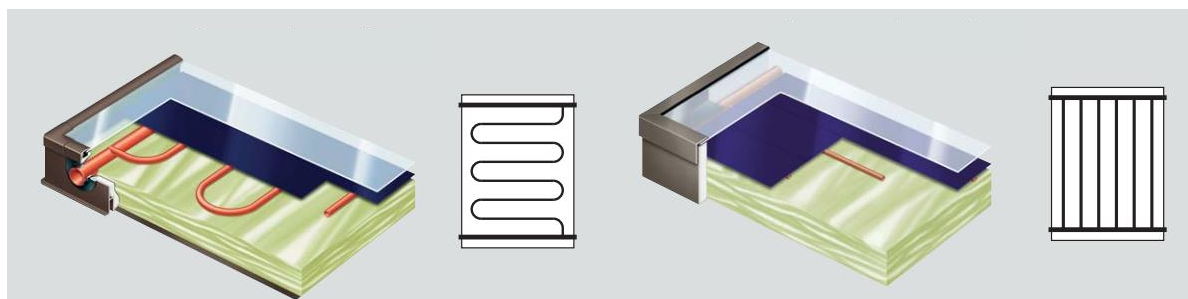


конструктивні та технологічні рішення. Для загальної ефективності перетворення енергії в колекторі велике значення має ефективність використаної ізоляції (утеплювача).

Конструктивно він виконаний у вигляді прямокутної пластини. У теплоізолюваному корпусі колектора знаходиться основний елемент – абсорбер (поглинаюча пластина). До абсорберу припаяні трубки. Матеріал абсорбера і трубок може бути різним, як правило, застосовують метали з гарними теплопровідними характеристиками, такі як мідь і алюміній. У плоских сонячних колекторах зазвичай використовують абсорбери двох типів – пір'яний і цілісно листовий [15].

У пір'яного абсорбера до окремих пластин прикріплена або приварена трубка. Трубки в таких абсорберах з'єднуються між собою у вигляді «арфи». Такий тип з'єднання ще називають колекторним. У цілісно листового абсорбера, система розподілу теплоносія буває у вигляді «меандру» або ж трубки з'єднані колекторним типом (рис. 2.6).

Зверху поглинаюча пластина закрита прозорою ізоляцією. Для цього застосовують загартоване скло з низьким вмістом оксидів заліза. Це сприяє більшому проникненню сонячної енергії на пластину.



Меандровий

Колекторний

**Рисунок 2.6 – Типи з'єднань абсорберів**

Сонячний вакуумний плоский колектор (рис. 2.7) має значно менші теплові втрати в навколишнє середовище, оскільки вакуум є ідеальним теплоізолятором. Однак досить складно зробити вакуум (розріджене повітря з тиском меншим атмосферного). У плоских колекторах проблематично домогтися герметичності, для утримання вакууму через великий обсяг і конструкції корпусу. Окрім того, існує проблема прогину скла. Для вирішення такої проблеми використовують додаткові опорні стійки, які призводять до додаткового затінення.

Влітку в Україні максимальна продуктивність плоского сонячного колектора становить 50 л (температура 50...60°C) за 1 день з 1 м<sup>2</sup> колектора.



**Рисунок 2.7 – Сонячний вакуумний плоский колектор**

**Переваги** плоских сонячних колекторів:

- висока продуктивність (ККД більше 50%);
- проста і надійна конструкція;
- висока довговічність обладнання (понад 50 років; виробник зазвичай дає гарантію на 10 років експлуатації);
- можливість роботи круглий рік.

Ефективно працюють при необхідності нагріву води вище на 20...40°C від температури навколишнього середовища.

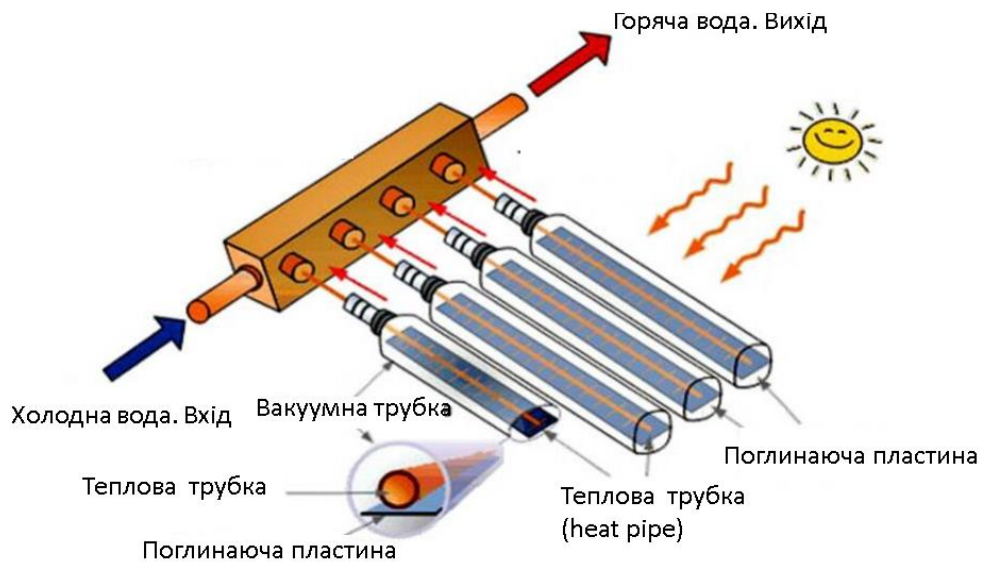
**Недоліки** плоских сонячних колекторів:

- низька продуктивність в зимовий час і в несприятливу для колектора погоду (в порівнянні з вакуумним колектором);
- максимальна ефективність плоского колектора досягається тільки при попаданні сонячних променів під прямим кутом, тобто опівдні;
- вимагає періодичної очистки від пилу, бруду, снігу;
- при пошкодженні колектору, необхідно проводити повну заміну пристрою, а не окремого елемента, як це відбувається в трубчастих вакуумних колекторах.

***Вакуумні трубчасті сонячні колектори***

Для **вакуумних колекторів** характерна вакуумна ізоляція. У цій групі колекторів представлена велика різноманітність конструктивних рішень.

На рисунку 2.8 показано одну з можливих конструкцій для вакуумного колектора. Поглиначі (зазвичай з селективним покриттям) розташовані всередині вакуумної трубки. Найпростішим рішенням є використання подовженого прямокутного абсорбера. Також використовують теплові труби, в якій робочим середовищем є середовище з низькою температурою насичення (наприклад, метанол). Холодоагент, що випаровується в трубці, конденсується в зовнішньому теплообміннику, передаючи тепло зовнішньому робочому середовищу.



**Рисунок 2.8 – Конструкція вакуумного колектора**

Трубчаста форма у вигляді колби найбільш оптимальна для створення і утримання вакууму. Саме тому найбільшого поширення в побутовому секторі отримали вакуумні трубчасті колектори. Існує кілька типів трубчастих колекторів, що є різними за своїми конструктивними особливостями, внаслідок чого у них можуть бути різні експлуатаційні характеристики, цільове використання та ефективності.

Сонячні вакуумні трубчасті колектори можна класифікувати за двома основними конструктивними особливостями скляних трубок і теплового каналу, використовуваних як абсорбера сонячного колектора:

- за типом скляної трубки;

- за типом теплового каналу.

Існує два основних типи конструкції скляної трубки:

- коаксіальна трубка (рис. 2.9, а);
- пір'яна трубка (рис. 2.9, б).

Коаксіальна трубка фактично є термосом та являє собою подвійну скляну колбу. В просторі між трубками відкачано повітря, тобто створено вакуум. На стінці внутрішньої трубки нанесено поглинальне покриття, тому передача тепла відбувається від самої скляної колби. Пір'яна трубка являє собою одностінну скляну колбу. Вакуум в даній трубці знаходиться в просторі теплового каналу, в даних трубках частина теплового каналу і абсорбера інтегрована всередині самої колби.

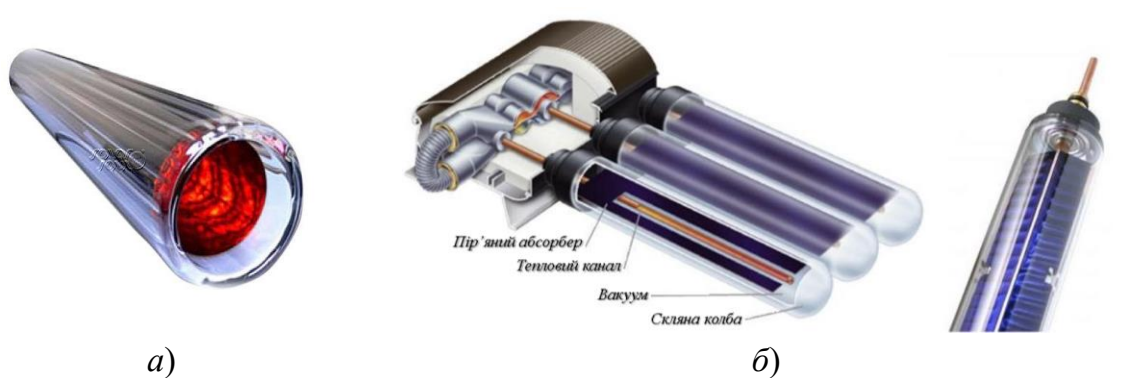
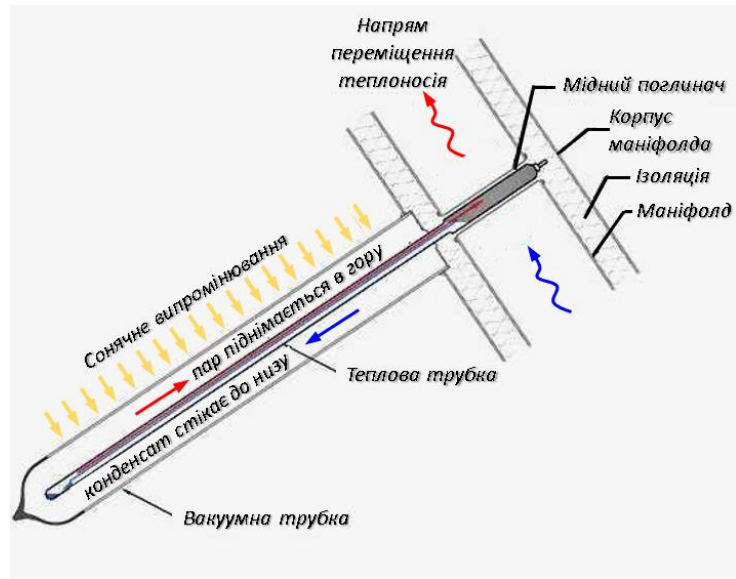


Рисунок 2.9 – Конструкція скляної трубки: а – коаксіальна; б – пір'яна

За типом теплового каналу сонячні вакуумні трубчасті колектори можна розділити на два типи:

- з тепловим каналом типу «Heat pipe»;
- з прямоточним тепловим каналом.

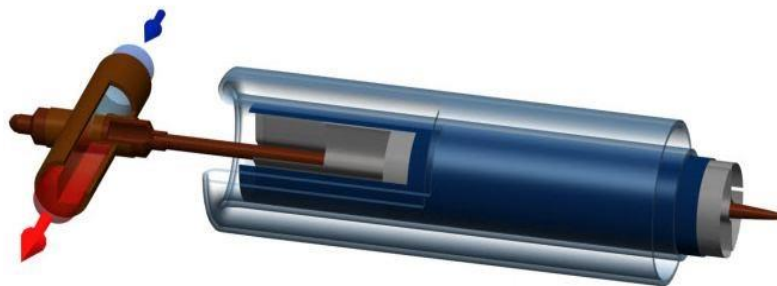
Сонячний вакуумний колектор з трубкою типу «Heat-pipe», тобто тепла труба, найбільш поширений. Принцип роботи теплової трубки заснований на тому, що в закритих трубках з теплопровідного металу (міді або алюмінію) знаходиться рідина, що легко випаровується. Перенесення тепла відбувається за рахунок того, що нагріта під дією сонячного випромінювання рідина, випаровується на нижній частині трубки, поглинаючи при цьому теплоту випаровування і конденсується у верхній частині (теплотозбірник). Потім рідина знову перетікає вниз і процес повторюється. Теплоносій через поглинач відбирає тепло, що виділяється. Схема роботи теплової трубки в вакуумному сонячному колекторі зображена на рисунку 2.10.



**Рисунок 2.10 – Пояснення принципу роботи трубки типу «Heat-pipe» маніфолд – це пристрій у вигляді металевого блоку, який виступає в якості теплозбірника**

У вакуумних трубчастих сонячних колекторах з прямоточним каналом теплоносій безпосередньо протікає і нагрівається в кожній з трубок колектора.

До нього приєднані вакуумні трубки, які передають теплову енергію через конденсатор, розташований в самому верху трубки рис. 2.11.



**Рисунок 2.11 – Конструктивна особливість сонячного колектора з тепловою трубкою**

### ***Фокусуючі сонячні колектори***

У фокусуючих (концентруючих) сонячних колекторах застосовуються різні системи дзеркал або лінз для збільшення щільності потоків сонячного випромінювання, що падають на поглинальну поверхню

плоских або трубчастих поглиначів. Крім параболічних дзеркал застосовуються плоскі або циліндричні дзеркала. Концентруючі сонячні колектори характеризуються малими габаритними розмірами. Вони повинні бути орієнтовані перпендикулярно до напрямку падіння сонячних променів, тому мусять бути оснащені пристроями, що управляють їх обертанням разом з рухом сонця (слідкуючі пристрої). Такі колектори можуть мати потужність від кількох десятків до кількох сотень ват і їх енергія може бути перетворена в теплову енергію, використану для підігріву води.

Такі електростанції концентрують сонячну енергію за допомогою лінз та рефлекторів. Так як це тепло можна зберігати, такі станції можуть виробляти електрику в міру потреби, вдень і вночі, у будь-яку погоду. Великі дзеркала – з точковим чи лінійним фокусом – концентрують сонячні промені настільки, що вода перетворюється на пару, виділяючи у своїй достатньо енергії у тому, щоб обертати турбіну. Наприклад фірма «LuzСогр» встановила величезні поля таких дзеркал у Каліфорнійській пустелі. Потужність системи 354 МВт електроенергії. ККД такої системи близько 15%.

Вказані технології для досягнення високих температур застосовують концентратори, які відображають світло Сонця з більшої поверхні на меншу поверхню приймача. Зазвичай така система складається з концентратора, приймача, теплоносія, акумулюючої системи та системи передачі енергії. Схема роботи сучасних сонячних теплостанцій наведена на рис. 2.12.

Сонячне тепло можна зберігати різними способами. Сучасні технології включають параболічні концентратори, сонячні параболічні дзеркала та геліоенергетичні установки баштового типу. Їх можна комбінувати з установками, що спалюють викопне паливо, а в деяких випадках адаптувати для акумуляції тепла. Основна перевага такої гібридизації та теплоакumuляції – це те, що така технологія може забезпечувати диспетчеризацію виробництва електрики (тобто вироблення електроенергії може проводитись у періоди, коли вона потребує).

Гібридизація та акумулювання тепла можуть підвищити економічну цінність виробленої електрики та знизити її середню вартість.



Найдешевша з концентруючих установок була отримана завдяки дослідженням науковців з німецького інституту Fraunhofer. Пристрій

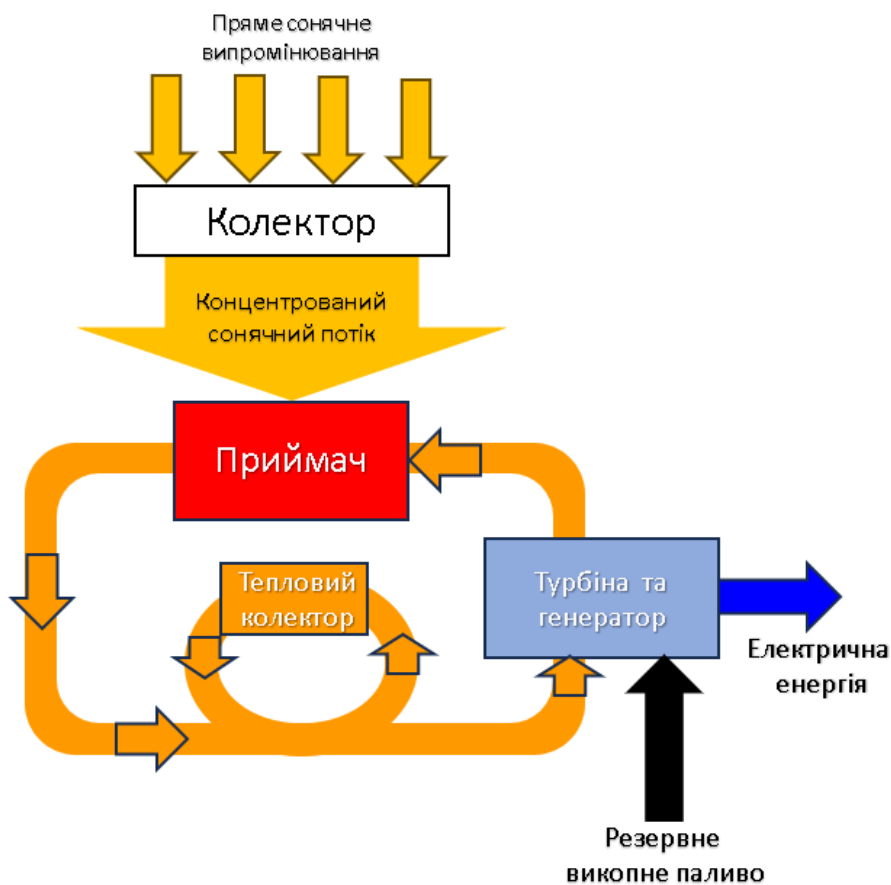
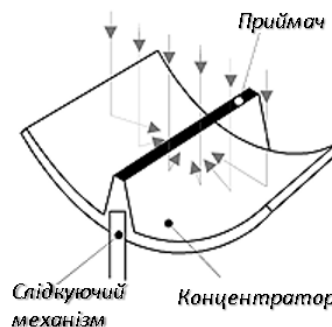


Рисунок 2.12 – Структурна схема сучасних сонячних теплостанцій

використовує у якості концентратора лінійне дзеркало Фрешнеля (Fresnel), а у якості теплоносія – воду, що при перегріванні випаровується і подається на турбіну. Відбиті від дзеркал промені падають на поглинач. Поглинач – це труба, яка наповнена водою або іншим теплоносієм та знаходиться на декілька метрів над полем дзеркал (рис. 2.13).



а)



б)

Рисунок 2.13 – Вигляд (а) та схема (б) концентруючого сонячного колектору

У цих установках використовуються параболічні дзеркала (лотки), які концентрують сонячне світло на приймальних трубках що містять рідину-теплоносій. Ця рідина нагрівається майже до 400 °С і прокачується через ряд теплообмінників; при цьому виробляється перегріта пара, що приводить в рух звичайний турбогенератор для виробництва електрики. Для зниження теплових втрат приймальну трубку може оточувати прозора скляна трубка, вміщена вздовж фокусної лінії циліндра. Як правило, такі установки включають одновісні або двовісні системи стеження за Сонцем. У поодиноких випадках вони є стаціонарними.

Побудовані в 80-х роках у Південно-каліфорнійській пустелі дев'ять таких систем утворюють одне з найбільших на сьогоднішній день підприємство з виробництва сонячної теплової електрики. Ці електростанції постачають електрику до комунальної електромережі Південної Каліфорнії.

Оцінки технології показують її більш високу вартість, ніж у сонячних електростанцій баштового та тарілчастого типу (див. нижче), в основному через нижчу концентрацію сонячного випромінювання, а отже, нижчі температури і, відповідно, ефективність. Однак, за умови накопичення досвіду експлуатації, покращення технології та зниження експлуатаційних витрат параболічні концентратори можуть бути найменш дорогою та найнадійнішою технологією найближчого майбутнього.

### ***Сонячна установка тарілчастого типу***

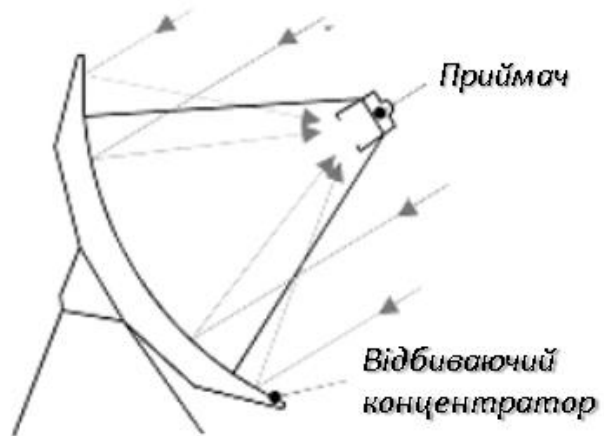
Цей вид геліоустановки є батареєю параболічних тарілкових дзеркал (подібних формою з супутниковою тарілкою), які фокусують сонячну енергію на приймачі, розташовані у фокусній точці кожної тарілки. Рідина в приймачі нагрівається до 1000 °С і безпосередньо застосовується для виробництва електрики в невеликому двигуні та генераторі, з'єднаному з приймачем (рис. 2.14).

В даний час у розробці знаходяться двигуни Стірлінга та Брайтона. Декілька дослідних систем потужністю від 7 до 25 кВт працюють у Сполучених Штатах. Висока оптична ефективність та малі початкові витрати роблять системи дзеркал/двигунів найбільш ефективними з усіх геліотехнологій. Системі з двигуном Стірлінга та параболічним





а)



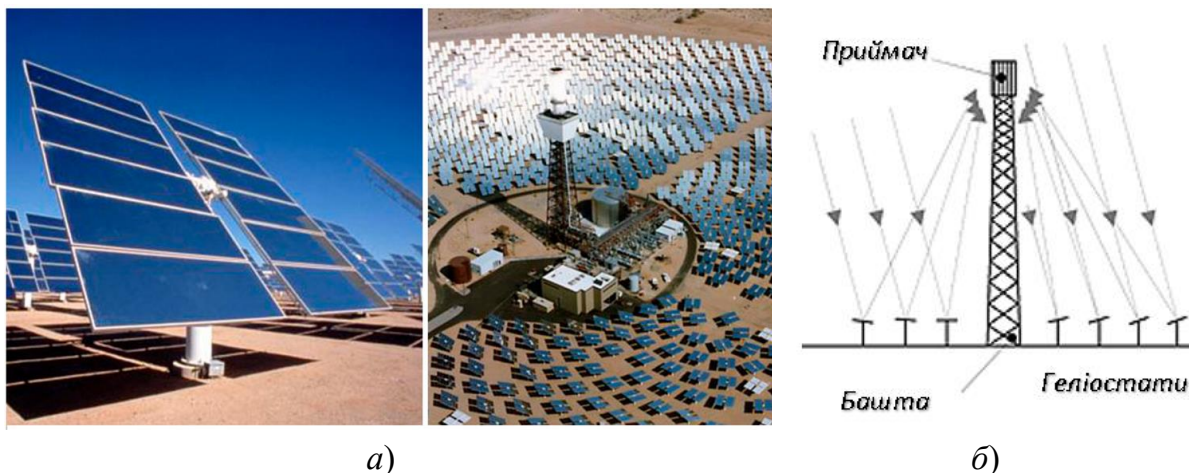
б)

**Рисунок 2.14 – Вид (а) та схема (б) сонячного колектора тарілкового типу**

дзеркалом належить світовий рекорд щодо ефективності перетворення сонячної енергії на електрику (вдалося досягти практичного ККД 29%).

До того ж, завдяки модульному проектуванню, такі системи є оптимальним варіантом для задоволення потреби в електроенергії як для автономних споживачів (у кіловатному діапазоні), так і для гібридних (у мегаватному), з'єднаних з електромережами комунальних підприємств.

***Сонячні електростанції баштового типу із центральним приймачем.*** У цих системах використовується обертове поле відбивачів-геліостатів. Вони фокусують сонячне світло на центральний приймач, споруджений на вершині башти, який поглинає теплову енергію і приводить у дію турбогенератор (рис. 2.15). Двовісна система стеження, що керується комп'ютером, встановлює геліостати так, щоб відбиті сонячні промені були нерухомі і завжди падали на приймач. Рідина, що циркулює в приймачі, переносить тепло до теплового акумулятора у вигляді пари. Пара обертає турбіну для вироблення електроенергії, або безпосередньо використовується у промислових процесах. Температури на приймачі досягають від 538 до 1482°C.



**Рисунок 2.15 – Вигляд (а) та схема (б) сонячної електростанції баштового типу із центральним приймачем**

Перша баштова електростанція у Південній Каліфорнії успішно продемонструвала застосування цієї технології для виробництва електроенергії. На ній використовувалася водно-парова система потужністю 10 МВт. Після цього вона була модернізована і використовувалися розплавлені солі. У сучасних моделях таких установок тепло зберігається протягом 3...13 годин.

У таблиці 2.4 зведено ключові характеристики трьох варіантів сонячної теплової електрогенерації. Башти та параболоциліндричні концентратори оптимально працюють у складі великих з'єднаних з мережею електростанцій потужністю 30...200 МВт, тоді як системи тарілкового типу складаються з модулів і можуть використовуватися як в автономних установках так і групами загальною потужністю в кілька мегават. Параболоциліндричні установки – на сьогоднішній день найбільш розвинута із сонячних енергетичних технологій і саме вони, ймовірно, будуть використовуватися в найближчій перспективі. Електростанції баштового типу завдяки своїй ефективній теплоакumuлюючій здатності також можуть стати сонячними електростанціями недалекого майбутнього.

Модульний характер «тарілок» дозволяє використовувати їх у невеликих установках. Башти та «тарілки» дозволяють досягти більш високих значень ККД перетворення сонячної енергії в електричну за меншої вартості, ніж у параболічних концентраторів. Однак залишається незрозумілим, чи зможуть ці технології досягти необхідного зниження капітальних витрат. Параболічні концентратори нині вже апробована технологія, яка чекає на свій шанс на вдосконалення. Баштові електро-

**Таблиця 2.4 – Порівняльна характеристика сонячних теплових електростанцій**

Параметр	Параболічний концентратор	"Тарілка"	Електростанція баштового типу
Потужність, МВт	30...320	5...25	10...200
Робоча температура (°С)	390	750	565
Піковий ККД, %	20	29,4	23
Практичний річний ККД, %	11...16	12...25	7...20
Ризик, пов'язаний з розвитком технології	Низький	Високий	Середній
Акумуляування тепла	Обмежено	Акумулятор	Так
Гібридні системи	Так	Так	Так
Де застосовується	З'єднані з мережею електростанції; технічне тепло для промислових процесів.	Невеликі автономні енергоустановки; підтримка мережі	З'єднані з мережею електростанції; технічне тепло для промислових процесів
Переваги	Диспетчеризація пікового навантаження; накопичено 4500 ГВтч досвіду роботи на комерційному ринку; гібридна система (Сонячна енергія/викопне паливо).	Диспетчеризація навантаження; високий коефіцієнт перетворення; модульність; гібридна система (Сонячна енергія/викопне паливо).	Диспетчеризація базового навантаження; високий коефіцієнт перетворення; акумуляування тепла; гібридна система (Сонячна енергія/викопне паливо).

станції потребують демонстрації ефективності та експлуатаційної надійності технології розплавлених солей при використанні недорогих геліостатів. Для систем тарілчастого типу необхідно створення хоча б одного комерційного двигуна та розробка недорогого концентратора.

Вартість електрики, виробленої тепловими сонячними електростанціями, залежить від багатьох факторів. Серед них капітальні витрати, експлуатаційні витрати та витрати на технічне обслуговування, продуктивність системи. Однак важливо зауважити, що вартість технології та кінцева вартість виробленої електроенергії схильні до

суттєвого впливу зовнішніх факторів, що не відносяться безпосередньо до даної технології.

Наприклад, параболічні концентратори та вежі у вигляді невеликих автономних установок можуть коштувати дуже дорого. Щоб знизити їхню вартість та зробити конкурентоспроможними по відношенню до сучасних електростанцій, що працюють на органічному паливі, необхідно поступово підвищувати їхню потужність та будувати сонячні енергоцентри, де на одному майданчику розміщуються кілька енергетичних об'єктів. До того ж, оскільки ці технології замінюють традиційні види палива, податкове регулювання може вплинути на їх конкурентоспроможність.

Завдяки акумулюванню тепла та гібридизації, теплові сонячні електростанції можуть стати стійким та гнучким джерелом електроенергії. Він надійний і здатний виробляти електроенергію тоді, коли вона потрібна. В результаті керована електроенергія має для комунального підприємства високу цінність, оскільки вона компенсує необхідність будувати та експлуатувати нові електростанції. Це означає, що, хоча сонячна теплова електростанція може коштувати дорожче традиційної, цінність її може бути вищою.

### ***Сонячні ставки***

Ані фокусуючі дзеркала, ані сонячні фотоелементи не дозволяють виробляти енергію в нічний час. Для цього сонячну енергію, накопичену вдень, потрібно зберігати в теплоакumuлюючих баках. Цей процес природним чином відбувається у так званих сонячних ставках.

Соляний сонячний ставок являє собою штучно створене водосховище, глибина якого складає близько двох – чотирьох метрів. Сенс використання такого ставка полягає в тому, що в придонному шарі води даного басейну розташовують максимально солону воду. Темне дно сонячного ставка притягує сонячні промені і, відповідно, вода на дні прогрівається, іноді навіть до температури кипіння.

Вода високої солоності, нагріта поглиненою дном ставка сонячною енергією, не може піднятися через свою високу щільність. Вона залишається біля дна ставка, поступово нагріваючись, поки майже не закипає (тоді як верхні шари води залишаються відносно холодними). Гарячий придонний розсіл використовується вдень або вночі як джерело тепла, завдяки якому особлива турбіна з органічним теплоносієм

може виробляти електрику. Середній шар сонячного ставка виступає як теплоізоляція, перешкоджаючи конвекції і втратам тепла з дна на поверхню. Різниця температур на дні та на поверхні води ставка достатня для того, щоб привести в дію генератор. Теплоносій, пропущений трубами через нижній шар води, подається далі в замкнуту систему Ренкіна, в якій обертається турбіна для виробництва електрики [15].

Цей тип електростанції випробуваний у БейтХа'Арава (Ізраїль) біля Мертвого моря (рис. 2.16). Ізраїль є світовим лідером у сфері використання солоних сонячних ставок. Компанія Ormat Systems Inc встановила кілька таких систем у акваторії Мертвого моря. Найбільша система має потужність 5 МВт. Ставок площею 20 га перетворює



**Рисунок 2.16 – Приклад сонячного ставка**

сонячне світло на електрику при ККД близько 1 %. Нижні шари води у ставку мають дуже високу щільність. На даний час проект закрито з економічних міркувань. Найбільшим у США є сонячний ставок площею 0,3 га в Ель Пасо (штат Техас), який працює без зупинки з моменту свого відкриття у 1986 році. Він приводить у дію 70-кіловатний турбогенератор Ренкіна та опріснювальну установку об'ємом 20000 літрів на день, а також постачає технічне тепло на сусідній харчовий комбінат. Температура води в ставку досягає вище 90°C в теплоакumuлюючій зоні. Під час пікової потужності ця установка здатна виробляти понад 100 кВт·год електроенергії на годину, а об'єм опрісненої питної води становить понад 350000 літрів на добу. Штучний солоний сонячний став споруджений у Майамісбурзі (штат Огайо, США). Він використовується для обігріву міського плавального басейну та будинку відпочинку.

## 2.2.4 Фотоелектрична генерація

Фотоелектрична генерація – це процес прямого перетворення сонячного випромінювання в електричну енергію. Цей процес стає можливим у разі використання фотоэффекту – явища, що відбувається в речовинах під час освітлення (тобто під впливом електромагнітного випромінювання).

Фотоэффект ділиться на два види:

– фотоелектрична емісія (зовнішній фотоэффект) – вихід електронів із металів;

– вентильний фотоэффект (внутрішній фотоэффект) – переміщення зарядів через межу розділу провідників із різними типами провідності.

Фотоелектрична генерація ґрунтується на існуванні вентильного фотоэффекту, який виникає в разі використання напівпровідників.

### *Електропровідність напівпровідників*

Крім провідників і діелектриків, є група речовин, провідність яких посідає проміжне положення між провідниками та діелектриками. Ці речовини не настільки добре проводять електрику, щоб їх назвати провідниками, і не настільки погано, щоб їх віднести до діелектриків. Тому вони отримали назву напівпровідників.

Напівпровідники – це провідники струму, у яких концентрація носіїв заряду залежить від їхньої температури. За низьких температур напівпровідники мають вельми великий питомий опір і практично є ізоляторами, але зі збільшенням температури їхній питомий опір зменшується (на відміну від металів). До них належать такі елементи, як кремній, германій, селен, оксид міді  $C_2O$ , сірчистий свинець  $PbS$  тощо.

Сильна залежність концентрації носіїв заряду в напівпровідниках від температури показує, що в цьому випадку електрони провідності виникають під дією теплового руху. Електрони провідності – це електрони, які не взаємопов'язані з атомом, вони виникають у разі надання їм енергії, званої **енергією іонізації**.

Що вища температура напівпровідника, то більше електронів матиме енергію, більшу за енергію іонізації, то більша частина електронів існуватиме в напівпровіднику в незв'язаному з атомом стані.

Щільність носіїв заряду приблизно визначається за формулою,

$$n \approx e^{\left(\frac{W}{kt}\right)},$$



де  $W$  – енергія іонізації;  $k$  – стала Больцмана;  $T$  – температура напівпровідника.

Розглянемо утворення електронів провідності в напівпровідниках на прикладі кремнію. Атом кремнію має порядковий номер  $z = 14$ . Отже, до складу атома входить 14 електронів. При цьому десять електронів міцно пов'язані з ядром і утворюють остов атома, що має заряд

$$+14e - 10e = +4e.$$

У зовнішній оболонці атома є чотири електрони, порівняно слабо зв'язані з ядром, які називаються валентними й утворюють хмару негативного заряду  $-4e$ . Саме ці слабо зв'язані електрони вступають у хімічні реакції, тому кремній є чотиривалентним елементом.

У решітці кремнію розташування атомів таке, що кожен атом оточений чотирма найближчими сусідами. Зв'язок двох атомів зумовлений парою валентних електронів, що утворюють парно-електронний зв'язок. Їхній негативний заряд утримує позитивні іони кремнію один біля одного. Плоска схема структури кристала кремнію зображена на рис. 2.17, *a*. Ця картина відповідає чистому кремнію за низької температури.

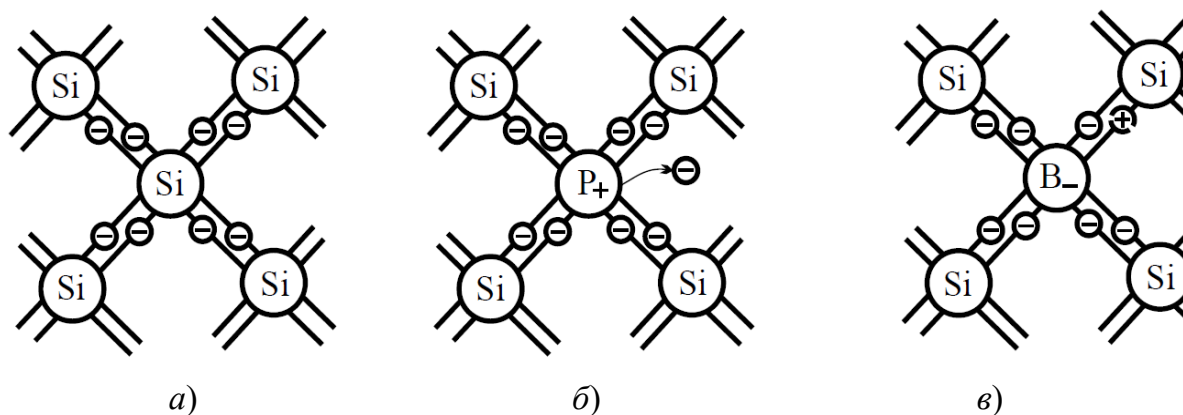


Рисунок 2.17 – Модель решітки кремнію:

*a* – без домішок; *b* – з домішкою фтору; *c* – з домішкою бром

Парноелектронні зв'язки кремнію досить міцні й за низьких температур не розриваються. Тому кремній за низької температури не проводить електричний струм. Валентні електрони, що беруть участь у зв'язку атомів, міцно прив'язані до електричної решітки, і тому зовнішнє електричне поле не чинить помітного впливу на їхній рух.

Під час нагрівання кремнію кінетична енергія валентних електронів підвищується і настає розрив окремих зв'язків. Деякі електрони

стають вільними, подібно до електронів у металі. В електричному полі вони переміщаються між вузлами решітки, утворюючи електричний струм.

Провідність напівпровідників, зумовлену наявністю в них вільних електронів, називають електронною. При підвищенні температури кількість розірваних зв'язків, а отже, і вільних електронів збільшується.

Крім того, під час розриву зв'язку утворюється вакантне місце з відсутнім електроном. Таке місце називають діркою. У дірці є надлишковий позитивний заряд порівняно з рештою, нормальними зв'язками. Положення дірки в кристалі не є незмінним. Безперервно відбувається такий процес. Один з електронів, що забезпечують зв'язок атомів, перескакує на місце дірки, що утворилася, і відновлює тут парно-електронний зв'язок, а там, звідки перескочив цей електрон, утворюється нова дірка. Таким чином, дірка може переміщатися по всьому кристалу. При цьому дірки мають позитивний заряд і поводяться як позитивно заряджені частинки. Така провідність називається дірковою.

Отже, провідність чистих напівпровідників (власна провідність) здійснюється переміщенням вільних електронів (електронна провідність) і переміщенням зв'язаних електронів на вакантні місця парноелектронних зв'язків (діркова провідність).

Поряд із переходами електронів зі зв'язаного стану у вільний існують зворотні переходи, за яких вільні електрони заповнюють дірку. Цей процес називається рекомбінацією. У стані рівноваги кількість прямих і зворотних переходів однакова.

### *Домішкова провідність*

Цей вид провідності виникає в тому разі, якщо деякі атоми цього напівпровідника замінені у вузлах кристалічної решітки атомами, валентність яких відрізняється на одиницю від валентності основних атомів. На рис. 2.17, б умовно зображено решітку кремнію з домішкою 5-валентних атомів фосфору.

Для утворення парноелектронних зв'язків із сусідами атому фосфору достатньо чотирьох електронів. Отже, п'ятий валентний електрон виявляється ніби зайвим і легко відщеплюється від атома за рахунок енергії теплового руху, утворюючи мандрівний вільний електрон. На відміну від розглянутого вище випадку утворення вільного електрона



не супроводжується порушенням парно-електронних зв'язків, тобто утворенням дірки. Хоча навколо атома домішки виникає надлишковий позитивний заряд, але він пов'язаний із цим атомом і переміщатися решіткою не може.

Завдяки цьому заряду атом домішки може захопити електрон, що наблизився до нього, але зв'язок захопленого електрона з атомом буде неміцним і легко порушується знову завдяки тепловим коливанням решітки.

Таким чином, у напівпровіднику з 5-валентною домішкою є тільки один вид носіїв струму – електрони. Відповідно кажуть, що такий напівпровідник має електронну провідність або є напівпровідником *n*-типу (від слова *negativ* – негативний). Атоми домішки, що постачають електрони провідності, називаються донорами.

За наявності домішок електропровідність напівпровідників сильно змінюється. Наприклад, кремній з добавкою фосфору в кількості 0,001% при кімнатній температурі має питомий опір 0,006 Ом·м, чистий кремній –  $10^3$  Ом·м.

Домішки спотворюють поле решітки, що призводить до виникнення на енергетичній схемі так званих локальних рівнів, розташованих у забороненій зоні кристала (рис. 2.18). Будь-який рівень валентної зони або зони провідності може бути зайнятий електроном, що перебуває в будь-якому місці кристала.

Енергію, що відповідає локальному рівню, електрон може мати, лише перебуваючи поблизу атома домішки, що викликав появу цього рівня. Отже, електрон, що займає домішковий рівень, локалізований поблизу атома домішки.

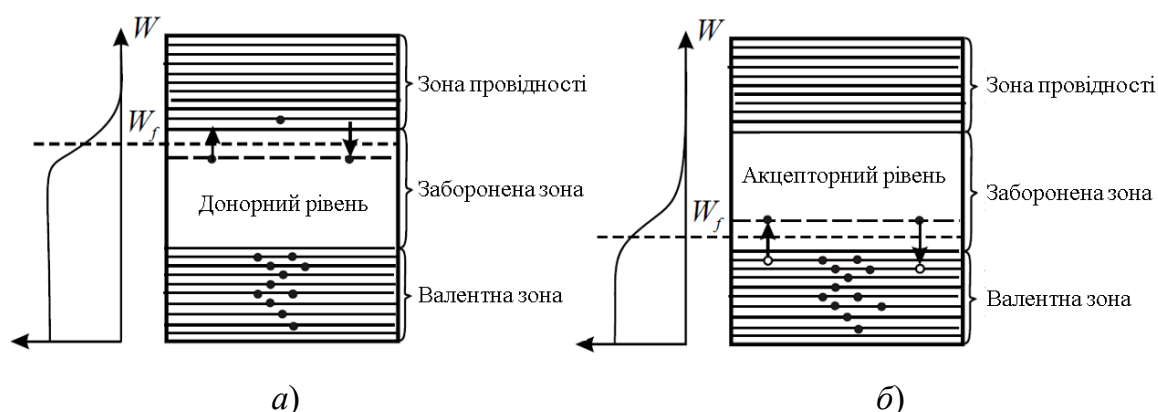


Рисунок 2.18 – Енергетичні схеми напівпровідників: *а* – *n*-типу; *б* – *p*-типу

Якщо донорні рівні розташовані недалеко від стелі валентної зони, вони не можуть істотно вплинути на електричні властивості кристала. Інакша ситуація, коли відстань таких рівнів від дна зони провідності набагато менша, ніж ширина забороненої  $50$  зони. У цьому випадку енергія теплового руху навіть за звичайних температур виявляється достатньою для того, щоб перевести електрон з донорного рівня в зону провідності. На рис. 2.17, б цьому процесу відповідає відщеплення п'ятого валентного електрона від атома домішки. Захопленню вільного електрона атомом домішки відповідає на рис. 2.17, а перехід електрона із зони провідності на один із донорних рівнів.

Рівень Фермі в напівпровіднику  $n$ -типу лежить між донорними рівнями і дном зони провідності, за невисоких температур – приблизно посередині між ними (рис. 2.18, а).

На рис. 2.17, в умовно зображено решітку кремнію з домішкою тривалентних атомів бору. Трьох електронів атома бору недостатньо для утворення зв'язків з усіма чотирма сусідами. Тому один зі зв'язків виявиться неуплектованим і буде являти собою місце, здатне захопити електрон. Під час переходу на це місце електрона однієї з сусідніх пар виникне дірка, яка буде кочувати по кристалу. Поблизу атома домішки виникне надлишковий негативний заряд, але він буде пов'язаний з цим атомом і не може стати носієм струму. Таким чином, у напівпровіднику з тривалентною домішкою виникають носії струму тільки одного виду – дірки. Провідність у цьому випадку називається дірковою, а про напівпровідник кажуть, що він належить до  $p$ -типу (від слова *positiv* – позитивний). Домішки, що спричиняють виникнення дірок, називаються акцепторними.

На схемі рівнів (рис. 2.17, б) акцептору відповідає розташований у забороненій зоні недалеко від її дна локальний рівень. Утворенню дірки відповідає перехід електрона з валентної зони на акцепторний рівень. Зворотний перехід відповідає розриву одного з чотирьох парно-електронних зв'язків атома домішки з його сусідами і рекомбінації утвореного при цьому електрона і дірки.

Рівень Фермі в напівпровіднику  $p$ -типу лежить між стелею валентної зони й акцепторними рівнями, за невисоких температур – приблизно посередині між ними (рис. 2.17, б).

З підвищенням температури концентрація домішкових носіїв струму швидко досягає насичення. Це означає, що практично звільняються всі донорні або заповнюються електронами всі акцепторні рівні.

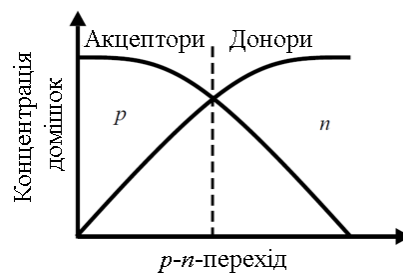
Водночас у міру зростання температури дедалі більшою мірою починає позначатися власна провідність напівпровідника, зумовлена переходом електронів безпосередньо з валентної зони в зону провідності.

Таким чином, за високих температур провідність напівпровідника складатиметься з домішкової і власної провідності. За низьких температур переважає домішкова, а за високих – власна провідність.

### ***p-n-перехід***

***p-n-перехід*** є тонким шаром на кордоні між двома областями одного і того ж кристала, що відрізняються типом домішкової провідності.

На рис. 2.19 показано хід концентрації домішок у напрямку, перпендикулярному до граничного шару. У *p*-області основними носіями струму є дірки, що утворилися в результаті захоплення електронів атомами домішки (акцептори при цьому стають негативними іонами). Крім того, в цій ділянці є невелика кількість неосновних носіїв – електронів, що виникають внаслідок переведення тепловим рухом електронів з валентної зони безпосередньо в зону провідності (цей процес трохи збільшує і кількість дірок).



**Рисунок 2.19 – Хід концентрації домішок у напрямку, перпендикулярному до граничного шару**

У *n*-області основні носії струму – електрони, а не основні – дірки. Дифундуючи в зустрічних напрямках через прикордонний шар, дірки й електрони рекомбінують одна з одною. Тому *p-n*-перехід виявляється сильно збідненим носіями струму і набуває великого опору. Одночасно на межі між областями виникає подвійний електричний шар, утворений негативними іонами акцепторної домішки, заряд яких

тепер не компенсується дірками, і позитивними іонами – донорної домішки, заряд яких тепер не компенсується електронами.

Електричне поле в цьому шарі спрямоване так, що протидіє подальшому переходу через шар основних носіїв. Рівновага досягається за такої висоти потенційного бар'єра, за якої рівні Фермі обох областей розташовуються на однаковій висоті (рис. 2.20).

Згинання енергетичних зон у ділянці переходу спричинене тим, що потенціал  $p$ -області в стані рівноваги нижчий, ніж потенціал  $n$ -області; відповідно, потенційна енергія електрона в  $p$ -області більша, ніж у  $n$ -області. Рівновага між  $p$ - і  $n$ -областями є рухливою. Деякій кількості основних носіїв вдається подолати потенційний бар'єр, унаслідок чого через перехід тече невеликий струм  $I_{осн}$ .

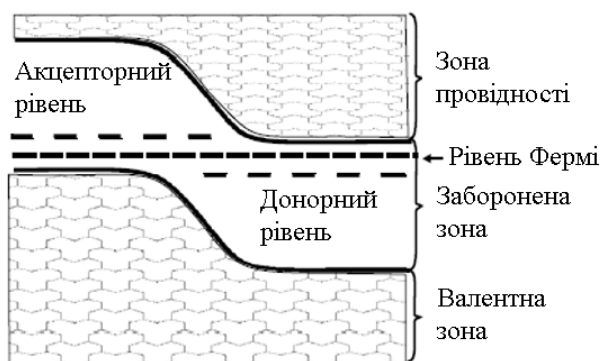


Рисунок 2.20 – Енергетична схема  $p$ - $n$ -переходу

Цей струм компенсується зумовленим неосновними носіями зустрічним струмом  $I$  неосновних носіїв. Неосновних носіїв дуже мало, але вони легко проникають через кордон областей, «скочуючись» з потенційного бар'єру. Величина  $I_{неосн}$  визначається числом неосновних носіїв, що народжуються щомиті неосновних носіїв, і від висоти потенційного бар'єра майже не залежить (для якісних сонячних елементів  $I_{неосн} \sim 10^{-8}$  А/м<sup>2</sup>). Величина  $I_{осн}$ , навпаки, сильно залежить від висоти бар'єра. Рівновага встановлюється якраз за такої висоти потенційного бар'єра, за якої обидва струми  $I_{осн}$  і  $I_{неосн}$  компенсують один одного.

У присутності світла під час поглинання фотонів з енергією, більшою за енергію забороненої зони, можливі переходи електронів із валентного стану в незв'язаний стан:

$$h\nu \geq E_g,$$

де  $h = 6,63 \cdot 10^{-34}$  Дж·с – стала Планка;  $\nu = c/\lambda$  – частота випромінювання,  $c = 3 \cdot 10^8$  м/с – швидкість світла.

Потік генерованих світлом носіїв утворює фотострум. При цьому на кінцях  $p$ – $n$ –переходу виникає напруга зсуву  $U_H$ , яка спричиняє «темновий струм», зумовлений наявністю неосновних носіїв,

$$I_{T,T} = I_{\text{неосн}} \left[ e^{\left(\frac{eU_H}{kT}\right)} - 1 \right],$$

де  $e = 1,6 \cdot 10^{-19}$  Кл – заряд електрона;  $k = 1,38 \cdot 10^{-23}$  Дж/К – стала Больцмана;  $T$  – абсолютна температура.

«Темновий» струм супроводжується рекомбінацією неосновних носіїв струму (у цьому випадку – електронів у  $p$ –області). Під час актів рекомбінації потенційна енергія електронно–дірчастих пар виділяється або за допомогою випромінювання фотонів з  $h\nu \approx Eg$ , або витрачається на нагрівання кристалічної решітки.

Тоді струм навантаження дорівнює результуючому струму через  $p$ – $n$ –перехід, а вольт–амперна характеристика освітленого сонячного елемента описується таким виразом:

$$I_H = I_\phi - I_{\text{неосн}} \left[ e^{\left(\frac{eU_H}{kT}\right)} - 1 \right].$$

Вольт–амперну характеристику арсенід-галієвого  $p$ – $n$ –переходу зображено на рис. 2.20, на цьому ж рисунку зображено вольт–амперні характеристики навантаження для різних омичних опорів ( $R_{H1} < R_{H2}$ ):

$$I_H = U_H / R_H.$$

За відомих параметрів навантажувальної вольт–амперної характеристики сонячного елемента та заданого значення опору навантаження  $R_H$  параметри  $I_H$  і  $U_H$  перебувають методом послідовних наближень під час спільного розв'язування рівнянь вольт–амперних характеристик сонячного елемента і споживача або графічно, як це зроблено на рис. 2.21.

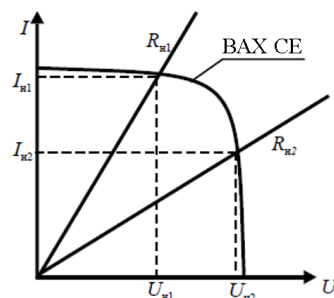
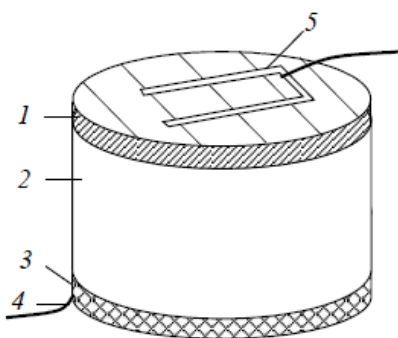


Рисунок 2.21 – Вольт–амперна характеристика сонячного елемента

Як показано на графіку, при зміні навантаження змінюються робочі параметри ( $I_n$ ,  $U_n$ ) сонячного елемента. Якщо  $R_n$  мало, перетин графіків відбувається на горизонтальній ділянці вольт-амперної характеристики сонячного елемента, тобто на ділянці, де «темновим» струмом через  $p$ - $n$ -перехід можна знехтувати порівняно з фотострумом. Зі збільшенням  $R_n$  струм через навантаження зменшується, оскільки зі збільшенням прямого зміщення  $p$ - $n$ -перехід ніби шунтує навантаження.

### **Конструкція та недоліки сонячних елементів**

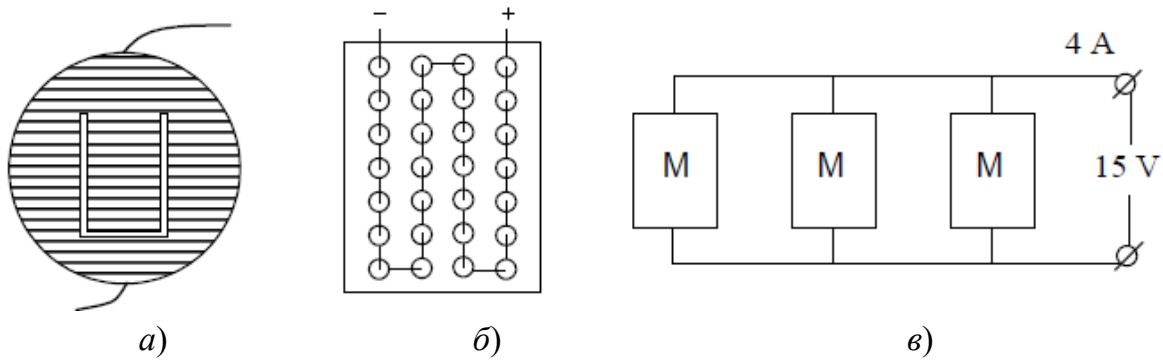
Типова структура сонячного елемента з  $p$ - $n$ -переходом на основі монокристалічного кремнію зображена на рис. 2.22. Вона включає: шар напівпровідника (завтовшки 0,2 – 1,0 мкм) з  $n$ -провідністю 1, шар напівпровідника (завтовшки 250 – 400 мкм) з  $p$ -провідністю 2, додатковий потенційний бар'єр (завтовшки 0,2 мкм) 3, металевий контакт 4, лицьовий металевий контакт 5. Характерний розмір сонячного елемента 10 см.



**Рисунок 2.22 – Конструкція сонячного елемента**

Напруга холостого ходу сонячних елементів становить близько 0,6 В, а щільність струму короткого замикання досягає 4 мА/см<sup>2</sup>. Оскільки для більшості споживачів потрібні більш високі значення напруги і струму, то сонячні елементи послідовно з'єднуються в сонячні модулі, які, своєю чергою, паралельно з'єднуються в сонячні батареї, як зображено на рис. 2.23.

Недоліки сонячних елементів: висока вартість, низький ККД, зміна робочих параметрів (напруга і струм) сонячного елемента при зміні навантаження, вироблення постійного струму.



**Рисунок 2.23 – Сонячний елемент (а), сонячний модуль (б) та сонячна батарея (в)**

Оскільки енергії сонячного випромінювання, що падає на земну поверхню, у багато разів більше, ніж необхідно для життєдіяльності людства, то низький ККД сонячних елементів не є стримувальним фактором для розвитку фотогенерації. Основна причина малого застосування сонячних елементів – це їхня висока вартість. Тому пошук дешевших матеріалів (нехай навіть із нижчим ККД) – основний напрямок розвитку фотогенерації. Необхідно зауважити, що також значно підвищує вартість сонячної батареї (в 1,5...2 рази) додаткове устаткування для підтримання заданої робочої напруги сонячного елемента при будь-якому навантаженні та для перетворення постійного струму, що виробляється, у змінний.

### ***Обмеження ефективності роботи сонячних елементів***

Сонячні елементи характеризуються коефіцієнтом перетворення сонячної енергії в електричну, який являє собою відношення максимальної потужності електричної енергії, що виробляється елементом, до енергії потоку випромінювання, що падає на елемент. Кремнієві сонячні елементи мають коефіцієнт перетворення 10...15% (тобто за освітленості 1 кВт/м<sup>2</sup> виробляють електричну потужність 1...1,5 Вт) при створюваній різниці потенціалів близько 1 В.

Під час роботи сонячних елементів виникають наступні втрати енергії.

Відсутність поглинання фотонів з енергією, меншою за енергію забороненої зони  $h\nu < E_g$  (втрати для фотоелементів на основі кремнію ~23%). Для кремнію  $E_g = 1,1$  еВ, отже, сонячний елемент не сприймає сонячні фотони з довжиною хвилі  $\lambda > 1,1$  мкм. Крім того,

ці фотони призводять до нагрівання сонячних елементів, що погіршує якість їхньої роботи.

Надлишок енергії фотонів переходить у тепло

$$Q_{\text{нагр}} = h\nu - E_g,$$

що також погіршує роботу сонячних елементів (втрати для фотоелементів на основі кремнію ~33%).

Втрати фотоструму відбуваються через наявність темного струму, який збільшується при збільшенні ЕРС у зовнішньому колі (втрати для фотоелементів на основі кремнію ~20%). Збільшення концентрації домішок призводить до зниження втрат, однак концентрація домішок обмежена технологічно.

Виникнення втрат через наявність контакту на поверхні сонячного елемента. Якщо контакт маленький, виникають великі опори, якщо великий – зменшується площа поверхні, що сприймає сонячне випромінювання (втрати ~3%).

Відображення сонячного випромінювання від поверхні, що приймає сонячне випромінювання (втрати ~1%).

У результаті ККД сонячних елементів становить 10...15%. При виконанні удосконалень сонячних елементів передбачається підняти ККД сонячних елементів з *p-n*-переходом у найближчий час до 22–25%. Однак спектр сонячного випромінювання обмежує ККД сонячного елемента не більше 47%.

Збільшити ККД фотогенерації можна шляхом застосування напівпровідникових перетворювачів із гетеропереходами, багатоперехідних фотоелементів, сонячних комбінованих фототермодинамічних енергоустановок.

Особливо перспективними вважаються **напівпровідникові перетворювачі з гетеропереходами**. Вони виготовлені з двох різних за хімічним складом напівпровідників (на відміну від описаного нами одного, але легованого з двох боків різними домішками). Відповідно ширина заборонених зон у кожному різна. В області *p-n*-переходу виникає, за рахунок взаємного згладжування потенційних бар'єрів, додаткова фото-ЕРС. Отримано ККД близько 20% на фотодіодах із гетеропереходом «арсенід алюмінію – арсенід галію». Примітно, що при нагріванні такі фотодіоди не погіршують свої фотоелектричні властивості.



**Багатоперехідні фотоелементи.** Основні втрати в більшості сучасних сонячних елементів пов'язані з тим, що вільні носії заряду створюються тільки тими фотонами, енергія яких більша за ширину забороненої зони або дорівнює їй. Інакше кажучи, фото–електричний відгук одноперехідного елемента обмежений частиною сонячного спектра, енергія якого вища за ширину забороненої зони, а фотони меншої енергії не використовуються. Подолати це обмеження дають змогу багатоперехідні структури з двох і більше сонячних елементів з різною шириною забороненої зони. Такі елементи називаються багатоперехідними, каскадними або тандемними. Оскільки вони працюють зі значно більшою частиною сонячного спектра, ефективність фотоелектричного перетворення у них вища.

У типовому багатоперехідному сонячному елементі поодинокі фотоелементи розташовані один за одним таким чином, що сонячне світло спочатку потрапляє на елемент з найбільшою шириною забороненої зони, при цьому поглинаються фотони з найбільшою енергією. Пропущені верхнім шаром фотони проникають у наступний елемент із меншою шириною забороненої зони тощо.

**Сонячні комбіновані фототермодинамічні енергоустановки.** Схема комбінованої сонячної енергоустановки відповідає її основній ідеї – поєднання в одній установці фотоелектричного і теплового методів перетворення енергії. Це поєднання засноване на утилізації тепла, що відводиться від фотоелектричної батареї. Найважливішим параметром, що впливає на ККД фотоперетворювачів, є їхня робоча температура. Її значення також визначатиметься розрахунковим шляхом фізичної та економічної оптимізації.

### ***Матеріали для виготовлення фотоелементів***

Сонячний елемент може виготовлятися з різних типів напівпровідників. Необхідні вимоги, що висуваються до матеріалів:

- підвищена здатність до поглинання сонячного випромінювання;
- максимально наближена до ідеальної для сонячного випромінювання (1,5 eV) для одноперехідних сонячних елементів ширина захищеної зони;

- відносна нечутливість до нагрівання;
- висока радіаційна стійкість, що дасть змогу використовувати цей матеріал у космічних апаратах;
- низька вартість.

Найпоширенішим напівпровідником, використовуваним для створення сонячних елементів, є монокристалічний кремній. Однак наразі досягнуто практично граничних показників їхньої енергетичної ефективності за масового промислового виробництва: ККД сонячних елементів 14...16% – за позаатмосферного освітлення і температури 28 °С, щільність потужності сонячних батарей 150...175 Вт/м<sup>2</sup> і питома потужність 50...70 Вт/кг.

Виробництво структур на основі монокристалічного кремнію – процес технологічно складний і дорогий. Це зумовлено тим, що оптичне поглинання монокристалічного кремнію невисоке, і тому для істотного поглинання сонячного випромінювання потрібні дорогі кремнієві підкладки товщиною 250...400 мкм. Крім того, для виготовлення таких підкладок на основі монокристалічного кремнію необхідні трудомісткі операції різання, шліфування та полірування. Під час різання вирощеного за температури понад 1000 °С монокристалічного циліндра на пластини майже половина матеріалу йде в стружку.

Тому було звернено увагу на матеріали, що мають високі поглинальні властивості: аморфний кремній, арсенід галію, телурид кадмію і полікристалічні напівпровідники.

**Аморфний кремній** (a-Si:H) виступив як дешевша альтернатива монокристалічному. Перші сонячні елементи на його основі були створені в 1975 році. Оптичне поглинання аморфного кремнію в 20 разів вище, ніж кристалічного. Це дає змогу застосовувати плівки товщиною 0,5...1,0 мкм, які виготовляють дешевшими методами напилення. Порівняно з полікристалічними кремнієвими елементами, вироби на основі аморфного кремнію виготовляють за нижчих температур (300 °С): можна використовувати дешеві скляні підкладки, що скорочує витрату кремнію в 20 разів. Ширина забороненої зони 1,1 еВ. Максимальний ККД елементів на основі аморфного кремнію 12%, що трохи нижче за ККД кристалічних кремнієвих сонячних елементів (~15%). Однак не виключено, що з розвитком технології ККД елементів на основі аморфного кремнію досягне теоретичної стелі – 16%.

**Арсенід галію (GaAs)** – один із найперспективніших матеріалів для створення високоефективних сонячних батарей. Це пояснюється тим, що в нього майже ідеальна ширина забороненої зони 1,43 eV, дуже висока здатність до поглинання випромінювання, відносна нечутливість до нагрівання, висока радіаційна стійкість. Основний недолік арсеніду галію – висока вартість. Для здешевлення виробництва пропонується формувати сонячний елемент на дешевших підкладках; виробувати шари арсеніду галію на підкладках, що видаляються, або підкладках багаторазового використання.

**Телурид кадмію (CdTe)** – ще один перспективний матеріал для фотогенерації. У нього майже ідеальна ширина забороненої зони (1,44 eV) і дуже висока здатність до поглинання випромінювання. Плівки телурид кадмію досить дешеві у виготовленні. Крім того, технологічно нескладно отримувати різноманітні сплави CdTe з Zn, Hg та іншими елементами для створення шарів із заданими властивостями. Сонячні елементи на основі телурид кадмію мають високі значення ККД, від 10 до 16%.

**Полікристалічні тонкі плівки** також дуже перспективні для сонячної енергетики. Надзвичайно висока здатність до поглинання сонячного випромінювання у диселеніду міді та індію ( $\text{CuInSe}_2$ ) – 99% світла поглинається в першому мікроні цього матеріалу (ширина забороненої зони – 1,0 eV). Трохи галію в шарі  $\text{CuInSe}_2$  збільшує ширину забороненої зони, що призводить до підвищення ефективності пристрою.

Серед сонячних елементів особливе місце посідають батареї, що використовують **органічні матеріали**. Органічні матеріали на основі вуглецю порівняно дешеві й можуть мати напівпровідникові властивості (вуглець перебуває в тій самій групі періодичної системи, що й кремній, але сам напівпровідником не є). Коефіцієнт корисної дії сонячних елементів на основі діоксиду титану  $\text{TiO}_2$ , покритого органічним шаром, вельми високий (~11%).

У 1958 році вперше сонячні батареї були використані в США для енергозабезпечення штучного супутника Землі. У подальшому вони стали невід'ємною частиною космічних апаратів. Широко відомі мікрокалькулятори, годинники, радіоприймачі та багато інших електронних апаратів, що працюють на сонячних батареях.

### ***Застосування сонячної енергії в космосі***

Сонячні енергоустановки нині є найпопулярнішим джерелом енергії для широкого спектра космічних апаратів, що виконують наукові, комерційні та оборонні завдання.

У ХХІ столітті, за прогнозами фахівців багатьох країн, почнеться створення сонячних космічних електростанцій, які дистанційно передаватимуть енергію як на космічні апарати, так і на Землю. Такі космічні електростанції мають низку переваг:

- сприймають неспотворене атмосферою сонячне випромінювання;
- легко змінюють орієнтацію, оскільки перебувають у невагомості;
- вплив сонячного випромінювання постійний і не залежить від зовнішніх факторів;
- накопичено досвід і технології для їх створення.

Основна проблема під час використання таких електростанцій – це розробка способу передавання вироблюваної енергії на Землю споживачеві. Вивчаються варіанти передавання енергії у вигляді спрямованого лазерного або НВЧ-випромінювання.

### **2.2.5 Переваги та недоліки сонячної електроенергетики**

Переваги технології використання сонячної енергії для виробництва електроенергії такі:

- загальна доступність джерела енергії на всій земній кулі;
- енергетичні запаси Сонця практично невичерпні;
- енергія, що надходить на Землю, безкоштовна;
- використання сонячної енергії не шкодить довкіллю (за винятком технологій виробництва фотоелементів чи виготовлення будівельних матеріалів);
- використання сонячної енергії не впливає негативно на клімат Землі;
- розвиток сонячної енергетики зумовлює створення нових робочих місць, як під час будівництва, так і у ході експлуатації енергетичних комплексів.

До основних недоліків сонячної енергетики та використання сонячної енергії для генерування електричної енергії зараховують такі:

- цей вид енергії надходить на земну поверхню нестабільно за

- порами року і лише у сонячні дні;
- необхідно накопичувати енергію для роботи енергоустановок (наприклад, використання теплових акумуляторів);
  - потужні енергетичні установки потребують концентраторів сонячного випромінювання, оскільки випромінювання розсіяне на великій території;
  - порівняно висока вартість сонячних фотоелементів (хоч щороку зменшується);
  - низький ККД сонячних елементів;
  - поверхню фотопанелей потрібно очищати від пилу та інших забруднень;
  - ефективність фотоелементів знижується через їх нагрівання, тому необхідно їх охолоджувати, зазвичай водою;
  - фотоелементи містять отруйні речовини (свинець, кадмій, галій, арсен тощо);
  - термін служби фотоелементів обмежений і виникає проблема їх утилізації.

### **2.2.6 Перспективи розвитку сонячної енергетики в Україні**

Перспективність та доцільність розвитку сонячної енергетики в Україні визначають такими основними положеннями:

- на територію України надходить енергії сумарної сонячної радіації 750 трильйонів кВт · год/рік ;
- існує розвинена промислова інфраструктура, потенційно готова для швидкого налагодження виробництва сонячних енергоустановок та необхідного комплектування у промислових великих масштабах;
- можлива організація значних експортних поставок сонячних енергоустановок та комплектування до них, що зумовить швидку окупність вкладених коштів.

Україна має потужну інфраструктуру, зокрема розвинені сировинну базу, машинобудування і металооброблення, електротехнічну промисловість, мікроелектроніку, які можуть сприяти ефективному розвитку геліоенергетики.

На підставі зазначеного та з урахуванням світового досвіду пріоритетними напрямками розвитку сонячної енергетики називають такі:

- освоєння комплексу технологій пасивного сонячного опалення

- будівель;
- упровадження систем гарячого водопостачання та опалення із використанням сонячних колекторів;
  - створення високоефективного обладнання для фотоелектричної енергетики;
  - створення комбінованих сонячно–паливних електростанцій та котелень.

Варіанти технологій пасивного опалення нині почали широко застосовувати у житловому будівництві. Доцільно передбачити розроблення типових рішень щодо використання елементів цих технологій для поліпшення теплозабезпечення адміністративних та виробничих приміщень. Це також стосується створення систем сонячного колекторного теплопостачання. У сфері розвитку фотоелектричної енергетики необхідно виконати комплекс науково-конструкторських робіт, щоб розробити високоефективні фотоелектричні модулі для комплектування фотоелектричних станцій. Будівництво ФЕС може бути перспективним переважно в південних приморських районах спільно з ВЕС, які комплектують вітроагрегатами з модулем постійного струму та інвертором постійного струму в змінний трифазний стандартних характеристик напруги і частоти.

Якщо ФЕС укомплектовувати фотоелектричними модулями з концентраторами сонячного випромінювання великої кратності (100 – 300 і більше), то, крім електричної енергії, такі модулі можуть генерувати пару, яку можна використовувати для потреб теплопостачання чи ж на комбінованій сонячно–паливній електростанції.

У південних регіонах України на основі чинних ТЕС можна створювати інші варіанти сонячно–паливних електростанцій, зокрема з використанням систем підігрівання води параболоциліндричними чи параболоїдними концентраторами сонячного випромінювання.

Основні завдання розвитку сонячної енергетики такі:

- визначення регіональних показників потенціалу сонячної радіації;
- розроблення типових архітектурних і технічних рішень для модернізації адміністративних та виробничих приміщень з метою орієнтації підприємств галузі на енергоощадну технологію сонячного опалення – «Сонячний дім», спорудження експериментального «Сонячного дому» на одній із РЕМ у південних областях України;

- розроблення конструкції та технології налагодження серійного виробництва високоефективних сонячних колекторів для потреб галузі;
- виконання науково-дослідних та дослідно-конструкторських робіт для створення високоефективних фотоелектричних модулів на основі арсеніду галію та із концентраторами сонячного випромінювання;
- розроблення технологічних схем, проектів та спорудження експериментальних комбінованих сонячно–паливних електростанцій та ВЕС+ФЕС–енергокомплексів.

## **2.3 Вітрова енергія**

Вітер є одним з найбільш потужних енергетичних джерел, який здавна використовується людиною, і при сприятливих умовах може бути утилізований в значно більших масштабах, ніж це має місце в даний час. За орієнтовними оцінками, енергія, яка безперервно надходить від Сонця, відповідає сумарній потужності, що перевищує 1011 ГВт. Це визначає можливе річне вироблення енергії вітроагрегатами, рівне  $1,18 \cdot 10^{13}$  кВт·год, що у багато разів перевищує кількість енергії, споживаної сьогодні людством.

Потенціал вітрової енергії, який може бути використаний до 2030 р., оцінюється в 16 ГВт, причому щорічно можна виробляти від 25 до 30 ТВт·год. електроенергії. Крім того, Агентство з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів вважає, що до 2050 р. може використовуватись до 30 ТВт·год. вітрової енергії, тоді як загальний технічний потенціал вітрової енергії складе 42 ТВт·год. В українській Енергетичній стратегії було заплановано, що до 2030 р. в Україні 2 ТВт·год. електроенергії будуть вироблятися вітровими установками.

Переваги вітрової енергетики:

- низька собівартість – вітроенергетика може конкурувати з ядерною, вугільною та газовою енергетикою;
- нульова вартість паливної складової, джерело енергії невичерпне і присутнє в необмеженій кількості;

- екологічно прийнятна енергетика – виробництво енергії не супроводжується викидами двоокису вуглецю;
- вітроенергетика не має ризиків, пов'язаних із нестабільністю цін на викопне паливо;
- надійність поставок – вітроенергетика дозволяє уникнути залежності від імпорту енергоресурсів;
- модульний дизайн, швидкий монтаж;
- електропостачання за обсягами порівнянне з традиційними способами генерації;
- вітроенергетика не заважає веденню сільського господарства і промислової діяльності поблизу вітростанцій.

Вітрова енергетика завжди буде впливати на резерви енергетичної системи, величина яких залежатиме від розміру енергосистеми, виду генерації, коливань, управління попитом і ступенем інтеграції з іншими системами. При цьому великі енергосистеми можуть використовувати перевагу, що полягає у різноманітності джерел генерації. У таких системах є гнучкі механізми для супроводу змін навантаження і зупинки станцій, які не завжди можна точно прогнозувати.

При цьому постійно удосконалюються технології прогнозування спираючись на все більш точні прогнози погоди, аналіз статистичних даних, використовуючи вдосконалені моделі вітроустановок, можливо заздалегідь передбачати обсяг виробленої енергії на період від 5 хвилин до 72 годин, а також оцінювати генерацію по сезонам і річним циклам. При використанні сучасних засобів розрахунків похибка оцінки генерації для одного вітропарку становить 10...20% при прогнозуванні на 36 годин. Для групи вітропарків похибка становить 10% на одну добу та 5% на 1...4 години.

Ефект від розширення площі, займаної вітроустановками, також може бути значним. Моніторинг Німецького дослідницького інституту ISET показав, що в той час, як окрема турбіна може відчувати коливання потужності до 60% протягом години, максимальне коливання групи об'єднаних вітропарків із встановленою потужністю 350 МВт не перевищує 20%. На великих просторах для таких систем, як Nordel, яка розташована на території 4 країн (Фінляндія, Швеція, Норвегія і Данія), найбільше коливання протягом години не перевищує 10%.



### 2.3.1 Природа та характеристики вітру

Вітер у приземному шарі утворюється внаслідок нерівномірного нагрівання земної поверхні Сонцем. Оскільки поверхня Землі неоднорідна, то навіть на одній і тій же широті суша і водні простори, гори і лісові масиви, пустелі і болотисті низини нагріваються по-різному. Протягом дня над морями і океанами повітря залишається порівняно холодним, оскільки значна частина енергії сонячного випромінювання витрачається на випаровування води або поглинається нею. Над сушею повітря прогрівається більше, розширюється, знижує свою щільність і спрямовується в більш високі шари над землею. Його заміщують більш холодні, а отже, більш щільні повітряні маси, що розташовувалися над водними просторами, що і призводить до виникнення вітру, як спрямованому переміщенню великих мас повітря. Таким чином, повітряні маси увесь час перемішуються і переміщуються як у вертикальному напрямку, так і паралельно земній поверхні. Ці переміщення мають дуже складний характер і залежать від багатьох причин.

Річні зміни температури в берегових районах великих морів і океанів викликають циркуляцію більш великого масштабу, ніж бризи, звані мусонами. Вони діляться на морські і материкові, відрізняються, як правило, великими швидкостями і протягом ночі змінюють свій напрямок. Аналогічні процеси відбуваються в гористих місцях і долинах внаслідок різних рівнів нагріву екваторіальних зон і полюсів Землі та багатьох інших факторів. Характер циркуляції земної атмосфери ускладнюється внаслідок сил інерції, що виникає при обертанні Землі. Вони викликають різні відхилення повітряних течій, утворюється безліч циркуляцій, в більшій чи меншій мірі взаємодіючих між собою.

Зі збільшенням висоти швидкість вітру в середньому зростає, й на висоті 500 м вона майже вдвічі вища, ніж у землі. Сила і напрям вітру в різних зонах по-різному змінюються залежно від висоти над поверхнею Землі. Так, на екваторі близько до земної поверхні розташована зона з відносно невеликими і змінними за напрямом швидкостями вітру, а у верхніх шарах виникають досить великі за швидкістю повітряні потоки в східному напрямку. На висоті від 1 до 4 км від поверхні Землі, в зоні між 30° північної і південної широтою утворюються досить рівномірні повітряні течії. У північній півкулі ближче до поверхні Землі їх середня швидкість становить 7- 9 м/с.

Навколо зони зниженого тиску утворюються великомасштабні циркуляції повітряних мас – в північній півкулі проти руху годинникової стрілки, а в південному – у напрямку її руху. Внаслідок нахилу  $23,5^\circ$  осі обертання Землі до площини її обертання відносно Сонця відбуваються сезонні зміни теплової енергії, одержуваної від нього, величина яких залежить від сили і напрямку вітру над певною зоною земної поверхні.

Таким чином, тепла енергія, що безперервно надходить від Сонця, перетворюється в кінетичну енергію руху в атмосфері великих мас повітря, циркуляція яких і називається вітром. Вітер – величина векторна, яка характеризується двома основними елементами: напрямком, в якому переміщується повітря, і швидкістю, з якою відбувається це переміщення. Напрямок вітру на практиці прийнято позначати тією частиною горизонту, відкіля він дує. Таким чином, вітер, при якому повітря переміщається з півдня на північ, буде південним. Швидкість його зазвичай визначають у метрах на секунду, а у судноплавстві у вузлах.

Напрямок вектора швидкості вимірюється в градусах або румбах і показує його кутове положення щодо напрямку (зазвичай північного), прийнятого за початок відліку. Для вимірювання миттєвої швидкості вітру, тобто шляху повітряного потоку, пройденого ним за проміжок часу, що вимірюється секундами або навіть частками секунд, користуються анемометрами різних конструкцій. Чим менший інтервал часу усереднення швидкості, тим менш інерційним повинен бути вітроприймаючий пристрій анемометра.

Англійський військовий гідрограф і картограф, контр-адмірал Френсіс Бофорт (1774 – 1857) запропонував в 1806 році умовну шкалу для оцінки сили вітру в балах за його впливом на наземні предмети і похвилюванню моря. На прізвище автора шкала отримала назву «шкала Бофорта» і нею донині користуються моряки і до неї присусідилися й вітроенергетики. В таблиці 2.5 наведена згадана шкала і до неї додано дві графи: «вплив вітру на ВЕУ» і «Умови для роботи ВЕУ в даному діапазоні швидкості вітру». Ці дві графи та їх характеристики запропонували Дж. Твейдейл і А. Уейр в 1986 році.

До кліматологічних характеристик вітру відносять [12]:

- миттєве значення швидкості вітру;
- середньорічну швидкість вітру, річний та добовий хід вітру;

**Таблиця 2.5 – Сила вітру за шкалою Бофорта і її вплив на умови роботи сучасних ВЕУ**

<b>Бали Бофорта</b>	<b>Швидкість вітру, м/с</b>	<b>Характеристика сили вітру</b>	<b>Спостережувані ефекти впливу вітру</b>	<b>Вплив вітру на ВЕУ</b>	<b>Умови для роботи ВЕУ в даному діапазоні швидкості вітру</b>
0	0,0-0,4	Штиль	Дим з труб піднімається вертикально вгору	Ні	Відсутні
1	0,4-1,8	Тихий	Дим піднімається з відхиленням від вертикалі. Флюгери нерухомі на воді з'являється брижі	Ні	Відсутні
2	1,8-3,6	Легкий	Вітер відчувається обличчям, шелестить листя. На воді виразне хвилювання	Починають обертатися значна кількість ВЕУ	Стартові умови. мінімальна потужність
3	3,6-5,8	Слабкий	З'являються окремі баранці (гребені) на окремих хвилях. Коливаються листя на деревах. Розвиваються легкі прапори	Стартують всі вітроустановки	Для багатолопате-вих водопідіймальних установок умови хороші. Для потужних ВЕУ мінімальна потужність
4	5,8-8,5	Помірний	Коливаються тонкі гілки дерев, на воді багато баранчиків. піднімається пил	Потужність ВЕУ досягає 50% номінальної	Хороші
5	8,5-11	Свіжий	Починають розгойдуватися листяні дерева, всі хвилі в баранчиках	Потужність ВЕУ досягає 80-90%	Хороші
6	11-14	Сильний	Розгойдуються великі гілки дерев, гудуть дроти, піняться гребені хвиль	Потужність ВЕУ досягає номінальної	Дуже хороші
7	14-17	Міцний	Усі дерева розгойдуються, з гребенів хвиль зривається піна	Номінальна або максимальна потужність	Цілком прийнятні
8	17-21	Дуже міцний	Ламаються гілки дерев, важко йти проти вітру. З хвиль зриваються жмути піни	Максим, потужність, відключення невеликої кількості ВЕУ	Допустимі
9	21-25	Шторм	Невеликі руйнування, зриваються димові труби	Масове відключення ВЕУ	Гранично допустимі
10	25-29	Сильний шторм	Значні руйнування, дерева вириваються з коренем	навантаження розрахункові	Неприпустимі
11	29-34	Жорсткий шторм	Широкомасштабні руйнування	навантаження розрахункові	Неприпустимі
12	Більше 34	Ураган	Спустошливі руйнування	Навантаження розрахункові. Можливі деякі пошкодження	Неприпустимі

– максимальну швидкість вітру;

– повторюваність швидкостей, типи і параметри функцій

розподілу швидкостей вітру;

- розподіл вітрових періодів і періодів енергетичних затишів по тривалості;
- питому потужність та питому енергію вітру;
- вітроенергетичні ресурси регіону.

### **2.3.2 Вітроенергетика України**

Україна має потужні ресурси вітрової енергії. Розподіл потенціалу енергії вітру по території є достатньо нерівномірним і залежить насамперед від:

- розподілу швидкості та напрямку вітру біля земної поверхні;
- вертикального профілю вітру, що залежить від типу підстильної поверхні;
- рельєфу підстильної поверхні та відстані до великих водойм.

Для оцінювання технічно-досяжного вітропотенціалу територій України запропоновано географічний підхід. Територія суходолу України за природними умовами поділяється на чотири природні зони: степ, лісостеп, ліс та гори. Для кожної природної зони є притаманними свої однорідні географічні умови.

Середня багаторічна швидкість вітру на території України змінюється від 2,5 м/с до 5,7 м/с на висоті флюгера ( $\approx 10$  м). Найвищі швидкості вітру є характерними для Приазовської височини, Причорноморської низовини, Кримських та Карпатських гір, Волинської та Донецької височин (рис. 2.24)

Західні вітри є переважаючими для західних, центральних та північних областей, в той час як для східних та південних областей і Автономної республіки Крим переважаючими є східні та північні вітри.

Територія України, має відповідні географічні характеристики і значну кількість перспективних для вітроенергетики зон. Найбільший вітровий потенціал мають значні території, прилеглі до Чорного і Азовського морям, а також Карпатський, Західно-Кримський і Східно-Кримський регіони. Крім того, є ділянки з підвищеним вітровим потенціалом в Донбаському регіоні і в Дніпропетровській області. При реалізації проектів з будівництва і введення в експлуатацію ВЕС на усіх



цих територіях, можна було б забезпечити близько 30% покриття потреб України в електроенергії.

Географічні умови території суходолу України дозволяють побудувати 438 ГВт економічно ефективних ВЕС на базі сучасних моделей ВЕУ тримегаватного класу (табл. 2.5). Разом з потенціалом офшорних ВЕС (табл. 2.6) це становитиме  $438 + 250 = 688$  ГВт [1].

**Таблиця 2.5 – Вихідні дані і результати оцінювання потенціалу встановленої потужності наземних (оншорних) ВЕС на території України**

Природна зона	Площа, тис. км <sup>2</sup>	Експертна оцінка частки території зони, придатної для ВЕС, %	Площа території для ВЕС, тис. км <sup>2</sup>	Кількість ВЕУ, тис. шт.	Потенціал потужності ВЕС, ГВт	Площа відведеної землі, тис. га
Степ	240	10,0	24,0	96,0	288	96,0
Лісостеп	202	5,0	10,0	40,0	120	40,0
Ліс	113	1,9	2,2	8,6	26	8,6
Гори	45	0,7	0,3	1,3	4	1,3
<b>Разом</b>	<b>600</b>	<b>6,1</b>	<b>36,5</b>	<b>145,9</b>	<b>438</b>	<b>145,9</b>

**Таблиця 2.6 – Вихідні параметри і результати оцінювання потенціалу встановленої потужності офшорних ВЕС на території України**

Акваторія	Площа мілководдя, км <sup>2</sup>	Експертна оцінка частки території зони, придатної для ВЕС, %	Площа для ВЕС, км <sup>2</sup>	Щільність розстановки, МВт/км <sup>2</sup>	Потужність ВЕС, ГВт
Азовське та Чорне море (Укр. част.)	19000	30	5700	35	199,5
Затока Сиваш	2500	25	625	30	18,8
Дніпровський каскад	6888	15	1033	25	25,8
Лимани	1500	15	225	25	5,6
<b>Разом</b>	<b>29888</b>	<b>25</b>	<b>7583</b>		<b>249,7</b>

Відповідний річний виробіток електроенергії становить майже 2 200 млрд кВт·год, що більш ніж вдесятеро перевищує сучасне річне споживання електроенергії в Україні.

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

З інших причин малопривабливою для будівництва ВЕС є лісова зона. Ліси є природними перешкодами вітровим потокам. Деревя, 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 проектів ВЕС.

Найбільш привабливою для реалізації таких проектів 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 в степовій зоні потужних морських портів і мереж автошляхів спрощують вирішення проблем логістики.

Найбільший потенціал встановленої потужності та виробітку ВЕС мають Дніпропетровська, Херсонська, Одеська та Запорізька області.

Вітровий потенціал різних районів України визначається національним вітроенергетичним кадастром, який включає показники швидкості вітру (середньорічні і середньомісячні), обумовлені результатами багаторічних наукових спостережень, повторюваність швидкості вітрових напрямів протягом року, місяця, доби і так далі. Середньорічна швидкість вітру в приземному шарі на території України досить низька – 4,3 м/с. Більшість вітроагрегатів починають виробляти промисловий струм починаючи зі швидкості вітру 5 м/с. Енергетичний потенціал на території України складає велетенську величину 330 млрд. кВт і перевищує встановлену потужність електростанцій України в 6 тисяч разів. Зрозуміло, ніхто не допускає думки про можливість його повного використання, але все одно ця величина вражає. Хоча, слід зазначити, що це орієнтовні розрахункові дані, оскільки прямі виміри швидкості вітру на висотах вище за щоглу флюгера одиничні. В таблиці 2.7 наведено дані про питомий енергетичний потенціал вітрової енергії в Україні.

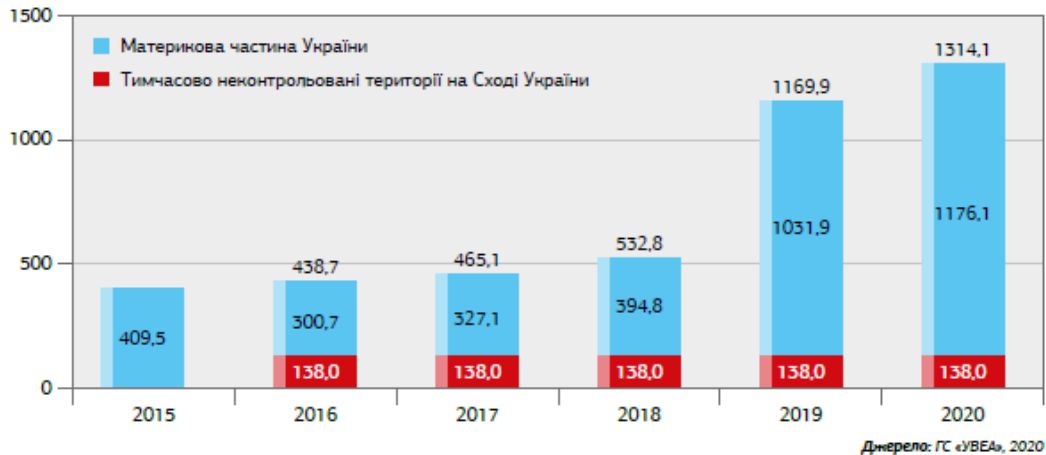
**Таблиця 2.7 – Питомий енергетичний потенціал вітрової енергії в Україні**

№ географічного району	Середньорічна швидкість вітру, $v_{cp}$ , м/с	Висота, м	Природний потенціал вітру, кВт·год/м <sup>2</sup> рік	Технічно-досяжний потенціал вітру, кВт·год/м <sup>2</sup> рік
1	<4,25	15	1120	200
		30	1510	280
		60	2030	375
		100	2530	460
2	4,5	15	2010	390
		30	2710	520
		60	3640	700
		100	4540	850
3	5,0	15	2810	520
		30	3790	690
		60	5100	860
		100	6350	975
4	5,5	15	3200	620
		30	4320	830
		60	5810	1020
		100	7230	1150

Зі зменшенням впливу теплих і вологих атлантичних повітряних мас, які поступають на територію України з північного заходу, відбувається посилення континентальності клімату, що формує сприятливі умови розвитку вітроенергетики. На значення вітроенергетичного потенціалу південних і південно-східних територій впливає також енергійне переміщення повітряних мас з Чорного і Азовського морів, і крім того – формування вітрів місцевого значення – у береговій зоні морів. Okремо слід розглядати гірські території України, для яких характерні великі швидкості вітру.

За 2020 рік, у чотирьох областях України було введено в експлуатацію всього 144,2 МВт нових вітроенергетичних потужностей, а загальна потужність вітроенергетичного сектору України досягла 1314,1 МВт [5] (рис. 2.25).





**Рисунок 2.25 – Загальна встановлена потужність вітроенергетичного сектору на материковій частині України та територіях ОРДЛО (без АР Крим) за період з 2015 по 2020 роки, МВт [5].**

Середня одинична потужність нових вітротурбін складає 4...6 МВт.

Нині на енергетичному ринку України працює велика кількість українських і іноземних компаній, що реалізують великі і менш масштабні інвестиційні проекти в різних вітроенергетичних перспективних районах країни.

### 2.3.3 Вітер, як носій (джерело) енергії

Як і всяке рухоме тіло, вітер володіє певним запасом кінетичної енергії  $E_{\text{кін}}$ , і яка може бути перетворена в механічну роботу або електричну енергію за допомогою спеціальних пристроїв і установок, що одержали назву вітряних. Швидкість вітру є найважливішою характеристикою технічних властивостей вітру. Кінетична енергія вітрового потоку  $E$ , як всякого тіла, що рухається зі швидкістю  $v$  і має масу  $m$ , дорівнює:

$$E_{\text{кін}} = \frac{mv^2}{2}.$$

У свою чергу маса повітря в перерізі перед вітроагрегатом є масовою витратою повітря, що могло би пройти через обмахувану площу  $S$  вітроколеса за одиницю часу, маючи щільність  $\rho$

$$m = \rho vA,$$

де  $\rho = \frac{\gamma}{g}$  – масова щільність повітря;  $\gamma$  – питома вага повітря;  $g$  – прискорення сили тяжіння;  $A$  – площа, через яку протікає вітровий потік;  $v$  – швидкість вітру.

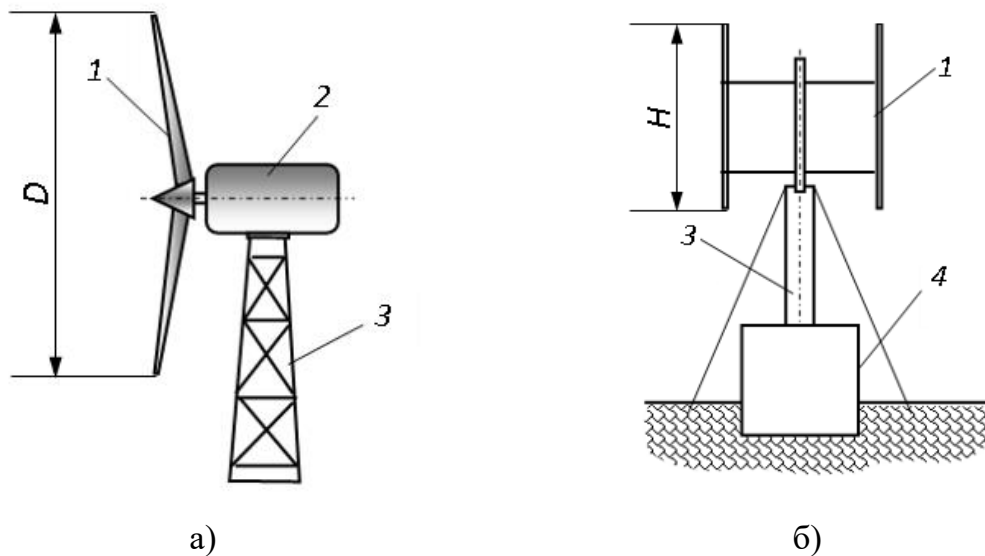
Обмахувана площа вітроколеса – це геометрична проекція площі вітроколеса на площину, перпендикулярну вектору швидкості вітру. У разі перпендикулярності вектора швидкості вітру до обмахуваної площі  $S$ , її величина визначається за формулами:

– для горизонтально-осьового вітродвигуна (див. рис. 2.26, а)

$$A = \frac{\pi D^2}{4},$$

– для вертикально-осьового вітродвигуна (див. рис. 2.26, б)

$$A = DH.$$



**Рисунок 2.26 – Загальний вигляд вітроелектричної установки:**

**а – з горизонтально-осьовим ротором; б – з вертикально-осьовим ротором**  
**1 – вітроколесо, 2 – машинного відділення, 3 – опора, 4 – фундамент**

Тут діаметр вітроколеса  $D$  – це діаметр кола, описуваного найбільш віддаленими від осі обертання вітроколеса частинами лопатей,  $H$  – висота вертикальної вітротурбіни.

Розглянемо трубку потоку повітря радіусом  $R$ , зі швидкістю потоку  $v$  (рис. 2.27) і визначимо масу повітря, що проходить через перетин трубки в одиницю часу

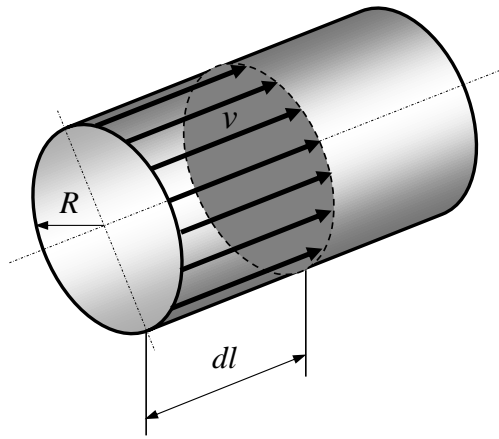


Рисунок 2.27 – Трубка потоку повітря

$$m = \rho \cdot V = \rho \cdot A \cdot dl = \rho \cdot A \cdot v \cdot \Delta t = \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v \cdot \Delta t,$$

де  $\rho$  – питома щільність (вага) повітря, кг/м<sup>3</sup>;  $V$  – об'єм, який займає повітря, м<sup>3</sup>;  $A$  та  $R$  – відповідно площа і радіус трубки потоку повітря, м<sup>2</sup>, м;  $dl$  – елемент довжини потоку, який долається за час  $\Delta t$ .

З врахуванням виразу для маси повітря, отримаємо рівняння для визначення кінетичної енергії повітряного потоку (вітру) та його потужності:

$$E_{\text{кін}} = \frac{1}{2} m \cdot v^2 = \frac{1}{2} \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3 \cdot t;$$

$$P_{\text{в}} = \frac{E_{\text{кін}}}{t} = \frac{1}{2} \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3.$$

Питома щільність повітря  $\rho$  не є сталою величиною і залежить від тиску, температури і кількості водяної пари в повітрі. Щільність водяної пари менше щільності сухого повітря, тому вологе повітря при тому ж тиску буде мати меншу щільність, ніж сухе. Якщо розглядати повітря як ідеальний і сухий газ, то залежність щільності повітря від тиску і температури набуває наступний вигляд

$$\rho = \frac{p}{R_s T}.$$

де  $p$  – тиск повітря, Па;  $R_s$  – питома газова стала ( $287,058 \frac{\text{Н}\cdot\text{м}}{\text{кг}\cdot\text{К}}$ );  $T$  – температура повітря, (К = °С+273,15).

При нормальному атмосферному тиску (на рівні моря  $p_0 = 101325$  Па) і температурі повітря 0°С отримаємо:

$$\rho_0 = \frac{p}{R_s \cdot T} = \frac{101325}{287,058 \cdot 273,15} = 1,292 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

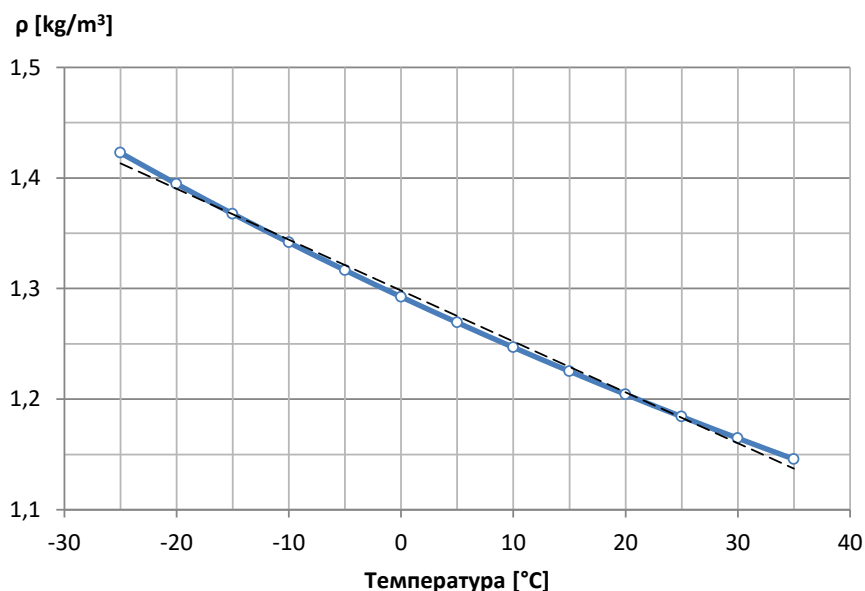
На рис. 2.28 наведена залежність зміни питомої щільності повітря, розрахована для сухого повітря і нормального атмосферного тиску в діапазоні температур від  $-25^{\circ}\text{C}$  до  $+35^{\circ}\text{C}$ . Ця залежність носить нелінійний характер.

Для практичних розрахунків з похибкою, що не перевищує 0,75%, цю нелінійну криву можна замінити спадаючою апроксимуючою прямою, хід якої задовольняє наступному рівнянню:

$$\rho = \rho_0 - k \cdot \vartheta^{\circ}\text{C} = 1,298 - 0,0046 \cdot \vartheta^{\circ}\text{C},$$

де  $\vartheta$  – температура повітря за шкалою Цельсія,  $^{\circ}\text{C}$ ,  $k = 0,0046$  – коефіцієнт пропорційності  $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3 \cdot ^{\circ}\text{C}}$ .

На рис. 2.28 ця пряма представлена у вигляді штрихової лінії.



**Рисунок 2.28 – Залежність зміни питомої щільності сухого повітря від температури при нормальному атмосферному тиску [12]**

Відомо, що з підвищенням висоти тиск повітря падає. На невеликих висотах, які використовуються у вітроенергетиці, кожні 12 метрів підвищення висоти призводять до зменшення атмосферного тиску на 1 мм.рт.ст. або 133,322 Па.

Наприклад для потужних офшорних вітрогенераторних установок, які встановлюються в прибережних зонах морів з висотою осі обертання лопатей вітряка 120 метрів, зміна тиску становитиме величину  $\frac{133,322 \cdot 10}{101325} \cdot 100\% = 1,32\%$ . Відповідно на цю ж, практично несуттєву

величину, зменшиться залежна від тиску питома щільність повітря. Зміна ж температури від  $-25^{\circ}\text{C}$  до  $+25^{\circ}\text{C}$  призведе до зменшення щільності, а отже і маси повітря майже на 20%. Як приклад визначимо масу повітря, що проходить за 1 секунду через омивану площу вітрового колеса установки E126 фірми Enercon GmbH (Німеччина) потужністю 7,5 МВт і діаметром вітрового колеса 126 метрів ( $R = 63$  м), його кінетичну енергію та потужність.

При температурі повітря  $+20^{\circ}\text{C}$  і номінальною для цієї установки швидкості вітру 16 м/с за 1 с ця маса складе:

$$m = \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v \cdot \Delta t = (\rho_0 - k \cdot \vartheta) \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v \cdot \Delta t = \\ = (1,298 - 0,0046 \cdot 20) \cdot \pi \cdot 63^2 \cdot 16 \cdot 1 = 240,6 \cdot 10^3 \text{ кг.}$$

Таким чином, кожен секунду через омивану площу вітрового колеса проходить 240 тон повітря. Це відповідає масі чотирьох повністю завантажених вугіллям залізничних вагонів.

Кінетична енергія цієї маси при швидкості вітру 16 м/с становить:

$$E_{\text{кін}} = \frac{1}{2} m \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot 240,6 \cdot 10^3 \cdot 16^2 = 30,8 \cdot 10^6 \text{ Дж} = \text{Вт} \cdot \text{с.}$$

Та відповідно потужність вітрового потоку складе

$$P_{\text{в}} = \frac{E_{\text{кін}}}{t} = \frac{30,8 \cdot 10^6}{1} = 30,8 \text{ МВт.}$$

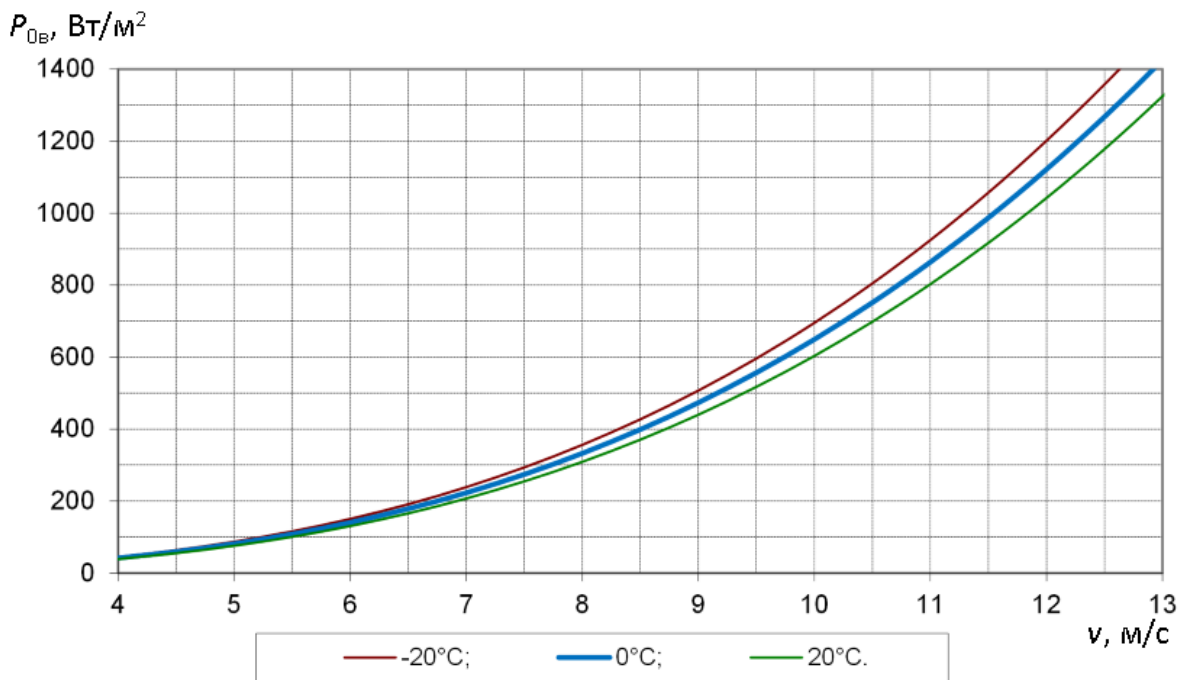
Порівнюючи отриману вище потужність вітру з номінальною потужністю установки E126 (7,5 МВт) можна побачити, що сумарний ККД перетворення системи вітер – електрична енергія нижче 30%. Це говорить про те, що перетворення енергії вітру в механічну енергію обертання ротора, а потім і в електричну енергію відбувається з досить великими втратами. Однак вітер дається нам практично «безкоштовно», і в порівнянні з широко використовувались на початку і середині 20 століття паровозами, що мали навіть у своїх кращих конструкціях ККД близько 7...9%, використання енергії вітру має безсумнівні переваги і на сьогоднішній день є економічно вигідним.

В даний час створено велику кількість вітрогенераторних установок з різними діаметрами вітрових коліс. Тому доцільно ввести поняття питомої потужності вітру  $P_{\text{ов}}$ , яка припадає на  $1 \text{ м}^2$  омиваної площі вітрового колеса ( $\pi R^2 = 1$ ). Це буде відповідати радіусу колеса 56,42 см. Або діаметру колеса порядку 113 см.

$$P_{0в} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3 =$$

$$= \frac{1}{2} \cdot (1,298 - 0,0046 \cdot \vartheta) \cdot 1 \cdot v^3 = (0,649 - 0,0023 \cdot \vartheta) \cdot v^3, \frac{Вт}{м^2}.$$

На рис. 2.29 наведена залежність питомої потужності вітру від його швидкості і температури навколишнього середовища при нормальному атмосферному тиску. Верхня крива відповідає температурі – 20°C; нижня – температурі + 20°C і середня – температурі 0°C.



**Рисунок 2.29 – Залежність питомої потужності вітру від його швидкості і температури при нормальному атмосферному тиску**

Питома потужність вітру зростає пропорційно кубу швидкості вітру з коефіцієнтом пропорційності, рівним половині питомої щільності повітря. При температурі 0°C рівняння набуває наступний вигляд:

$$P_{0в} = 0,649 \cdot v^3 \approx 0,65 \cdot v^3, \frac{Вт}{м^2}.$$

Наприклад, при швидкості вітру 10 м/с і температурі навколишнього середовища 0°C, на кожен квадратний метр омиваної поверхні вітрового колеса доводиться 650 Вт потужності набігаючого повітряного потоку.

Температура робить істотний вплив на зміну питомої потужності. При швидкості вітру 10 м/с і діапазоні зміни температури повітря від

+20 до -20°C прибавка питомої потужності становить 92 Вт (див. рис. 2.4), що, наприклад при діаметрі вітрового колеса 126 метрів (установка Enercon E126) і площі ротора, яка дорівнює 12469 м<sup>2</sup>, призводить до збільшення діючої на ротор сумарної потужності вітру на 1,15 МВт. При швидкості вітру 12 м/с прибавка питомої потужності становить вже 159 Вт і повна потужність зростає на 1,98 МВт. Таким чином, при однаковій швидкості вітру в зимовий період ВГУ виробляє електроенергії більше, ніж в літній період.

Практичний інтерес представляє питання: яку кількість енергії вітру взагалі можливо використовувати сучасними технічними засобами? Мінливість швидкості вітру за часом і висотою, відсутність досвіду експлуатації груп вітроенергетичних установок і станцій, не дозволяють точно визначити величину енергії вітру, можливу до практичного використання.

Наближений теоретичний підрахунок використовуваної вітроенергетичними установками енергії вітру виконаємо виходячи з розподілу вітроустановок на поверхні суші в шаховому порядку і (для виключення взаємного впливу вітроустановок) на відстані п'ятнадцятикратної величини діаметра вітроколеса. Дотримуючись шахового розподілу вітроустановок на поверхні землі, підрахуємо кількість енергії вітру на 1 км<sup>2</sup>. Площа поверхні під один вітряк повинна дорівнювати:

$$F = 0,785dD^2,$$

де  $D = 15d$  – діаметр кола площі під один вітряк;  $d$  – діаметр вітроколеса вітроенергетичної установки, м.

Найбільш щільно розташуються вітряки, якщо взяти площу під кожен вітряк у вигляді правильного шестикутника. Площа такого шестикутника буде дорівнювати:

$$F_{\text{ш}} = 0,87 D^2 = 0,87 (15d)^2 = 196d^2.$$

Розділивши 1 км<sup>2</sup> на  $F_{\text{ш}}$ , отримаємо кількість вітродвигунів, які можливо розмістити на 1 км<sup>2</sup>, а саме:

$$n = \frac{1000^2}{196d^2} = \frac{5100}{d^2}.$$

З урахуванням значень масової густини повітря і числа  $\pi$  можна отримати формулу для потужності кожної з вітроенергетичних установок, розміщених на площі 1 км<sup>2</sup>:

$$P = 0,000457d^2v^3c_p,$$

де  $c_p$  – коефіцієнт використання енергії вітру вітроустановкою.

Множачи останній вираз на  $n$ , отримаємо сумарну встановлену потужність вітроенергетичних установок, розміщених на  $1 \text{ км}^2$ :

$$P_{\text{встан}} = 0,000457d^2v^3c_p \cdot \frac{5100}{d^2} = 2,33v^3c_p.$$

або

$$P_{\text{встан}} = 2,33v^3c_p \text{ кВт.}$$

Для визначення річного виробітку енергії необхідно знати характеристику вітроенергетичної установки і повторюваність вітру в районі її розміщення. За характеристикою вітроустановки можна визначити коефіцієнт використання енергії вітру при різних швидкостях вітру, а по кривій повторюваності вітру можна визначити число годин роботи вітродвигуна протягом року при кожній швидкості вітру.

### 2.3.4 Енергетичні характеристики вітру

Енергетичними характеристиками вітру є валовий, технічний і економічний ресурси або потенціали.

**Валовий потенціал.** Валовий (теоретичний) потенціал вітрової енергії регіону (країни, континенту) – це частина середньобагаторічної сумарної вітрової енергії, яка доступна для використання на площі регіону протягом одного року.

Розглянутий регіон представляється як сукупність ділянок, або зон, у кожній з яких питома потужність вітрової енергії, а також географічні, кліматичні і погодні умови є однорідними по всій площі зони. Як правило, зони повинні відповідати розташуванню метеорологічних станцій. Валовий потенціал  $W_v$ , кВт·год/рік регіону представляє суму валових потенціалів складових його зон [12].

**Технічний потенціал.** Технічний потенціал вітрової енергії регіону – це сумарна електрична енергія, яка може бути отримана в регіоні від використання валового потенціалу вітрової енергії при сучасному рівні розвитку технічних засобів і дотриманні екологічних норм.



Технічний потенціал регіону являє суму технічних потенціалів складових його зон.

Технічний потенціал, таким чином, залежить від параметрів вітроенергетичної установки, середньорічної швидкості вітру в зоні на висоті оголовка, а також частини площі зони, придатної для спорудження установки. Технічний потенціал може бути визначений за формулою:

$$W_m = W_в c_p \eta_{ген} \eta_{мех} \frac{S_m}{S},$$

де  $c_p$  – коефіцієнт використання енергії вітру, який залежить від швидкості вітру по складному закону, змінюючись від максимального значення рівним 0,593, до мінімального порядку 0,05. Досягнуте максимальне значення складає 0,4...0,45. Для зазначених вище цілей коефіцієнт приймається 0,2;  $\eta_{ген}$  і  $\eta_{мех}$  – відповідно ККД генератора і редуктора вітроустановки, значення яких можна прийняти рівним 0,9;  $S_m$  – площа зони (регіону) на якому з урахуванням технічних і екологічних обмежень можливе розміщення вітроустановок. Попередні оцінки показують, що величина цієї площі може коливатися від 10 до 30% всієї площі зони (регіону). Приймаємо  $S_m$  рівною 12%.

Співвідношення між валовим і технічним потенціалами:

$$\frac{W_m}{W_в} \approx 0,02.$$

**Економічний потенціал.** Економічний потенціал вітрової енергії регіону – це величина річного надходження електричної енергії в регіоні від використання ВЕУ, отримання якої економічно виправдане для регіону при існуючому рівні цін на будівельно-монтажні роботи, обладнання, виробництво, транспортування і розподіл енергії і палива і додержанні екологічних норм.

Економічний потенціал регіону являє суму економічних потенціалів складових його зон.

На основі аналізу даних щодо відведення площ для розміщення вітроенергетичних установок і технічних характеристик ВЕУ в провідних країнах світу приймаємо, що технічний потенціал регіону становить 2% від його валового потенціалу, а економічний потенціал складає 0,5% від технічного потенціалу цього регіону.

### 2.3.5 Призначення і класифікація вітроенергетичних установок

У загальному випадку вітроенергетична установка (ВЕУ) представляє собою комплекс взаємопов'язаного обладнання та споруд, призначений для перетворення енергії вітру в інші види енергії (електричну, механічну, теплову та ін.) і включає в себе вітроагрегат і вітродвигун.

Вітроагрегат, будучи основною частиною ВЕУ, складається з вітродвигуна, системи передачі вітрової потужності на навантаження (споживачу) і самого споживача вітрової енергії (якого-небудь пристрою: електромашинного генератора, водяного насоса, нагрівача і т. п.).

Вітродвигун є пристроєм для перетворення кінетичної енергії вітру в механічну енергію робочого руху вітродвигуна. Робочі рухи, які робить вітродвигун, можуть бути різними. На існуючих сьогодні вітродвигунах в якості робочого руху використовується круговий обертальний рух. Разом з тим відомі численні пропозиції (іноді навіть реалізовані) по використанню інших видів робочого руху, наприклад коливального.

Враховуючи явні переваги електричної енергії з точки зору її генерації, передачі, розподілу і перетворення, переважного розвитку і поширення набули вітроелектричні установки. Сучасні вітроелектричні установки (у зарубіжній літературі їх називають віротурбіни) являють собою складну автоматизовану електромеханічну систему з перетворення кінетичної енергії рухомих мас повітря (вітрового потоку) в електричну із заданою якістю. Світовий досвід використання ВЕУ показав, що конструктивно вона повинна складатися з вітродвигуна (ВД) 1, машинного відділення 2, опори 3 (рис. 2.26).

Вітродвигун безпосередньо перетворює енергію вітрового потоку в механічну, яка в подальшому використовується для приводу різних механізмів і машин (наприклад, насосів) або трансформується в електричну енергію. Вітродвигуни, використовувані в якості приводу електричного генератора ВЕУ, поділяють на два основних типи:

*горизонтально-осьові* – характеризуються колінеарністю вектору кутової швидкості обертання вітродвигуна і аксіальної складової вектора швидкості вітрового потоку (рис. 2.6, а);

*вертикально-осьові* – характеризуються ортогональністю векторів кутової швидкості обертання вітродвигуна і аксіальної складової вектора швидкості вітрового потоку (рис. 2.26, б).

ВЕУ класифікують за такими ознаками: виду вироблюваної енергії, рівню потужності, призначенню, областях застосування, ознакою роботи з постійною або змінною частотою обертання вітроколеса, способам управління, типом системи передачі вітрової потужності споживачу.

Залежно від виду енергії, що виробляється ВЕУ поділяють на вітроелектричні та вітромеханічні. Електричні ВЕУ, у свою чергу, поділяються на вітроустановки, що виробляють електроенергію постійного або змінного струму. Механічні ВЕУ служать для приводу робочих машин.

За рівнем потужності ВЕУ підрозділяють на чотири групи:

- дуже малої потужності, менше 5 кВт;
- малої потужності, від 5 до 100 кВт;
- середньої потужності, від 100 до 1000 кВт;
- великої потужності (мегаватний клас), понад 1 МВт.

Вітроустановки кожної групи відрізняються одна від одної перш за все конструктивним виконанням, типом фундаменту, способом установки вітроагрегату на вітер, системою регулювання, системою передачі вітрової потужності, способом монтажу і способом обслуговування.

У залежності від призначення електричні ВЕУ постійного струму поділяють на:

- вітрозарядні;
- гарантованого електропостачання споживача;
- негарантованого електропостачання.

Електричні ВЕУ змінного струму поділяють на:

- автономні;
- гібридні, що працюють паралельно з енергосистемою сумірної потужності (наприклад, з дизельною установкою);
- мережеві, які працюють паралельно з потужною енергосистемою.

Механічні ВЕУ за призначенням поділяють на:

- вітронасосні для приводу водяних насосів;

- вітросилові для роботи з промисловими і побутовими механізмами.

Класифікація ВЕУ за областями застосування визначається їх призначенням. При розрахунку і проектуванні вітродвигуна та виборі його номінальних параметрів необхідно враховувати:

- тип навантаження (електрогенератор, водяний насос і т. п.);
- тип системи передачі вітрової потужності до споживача;
- тип системи генерування та акумуляування електроенергії.

Як правило, вітроелектричні установки складаються з наступних функціональних частин:

- первинного перетворювача;
- електричного генератора;
- опорно-поворотного пристрою;
- системи управління ВЕУ.

Горизонтально-осьові ВЕУ середньої та великої потужності можуть мати механізм регулювання кута установки лопатей ротора і механізм орієнтації вітроагрегата.

*Первинний перетворювач* включає в себе вітродвигун і призначений для перетворення кінетичної енергії вітру в обертальний рух ротора електричного генератора. Електричний генератор призначений для перетворення механічної енергії обертання в електричну енергію. Первинний перетворювач і електричний генератор утворюють вітроагрегат. Опорно-поворотний пристрій призначений для розміщення вітроагрегата на башті (опорі).

Одна або декілька груп вітроелектричних установок утворюють вітрову електричну станцію (ВЕС), до складу якої входять (крім ВЕУ):

- система управління ВЕС;
- одна або кілька метеовишок;
- трансформаторні підстанції (ТП);
- підстанція.

*Система керування ВЕС* здійснює керування, контроль і облік роботи ВЕС в цілому і кожної ВЕУ окремо. Метеовишка призначена для визначення швидкості і напрямку вітру та видачі цієї інформації в систему керування ВЕС. Трансформаторна підстанція обслуговує декілька ВЕУ (групу) і забезпечує підвищення напруги від генераторів ВЕУ до величини лінії електропередачі на підстанцію. Підстанція ВЕС

призначена для розподілу і передачі енергії від ВЕС в електромережу енергосистеми.

Вітродвигуни класифікують за рядом різних ознак, як основних, так і другорядних. Одним з основних ознак класифікації є орієнтація вектора кутової швидкості обертання ротора вітродвигуна щодо векторів швидкості вітру у вільному атмосферному потоці. За цією ознакою вітродвигуни підрозділяють на колінеарні і ортогональні.

Колінеарним називають вітродвигун, для якого вектори швидкості вітру і кутової швидкості обертання ротора вітродвигуна, паралельні або антипаралельні. Таким є горизонтально-осьовий вітродвигун. Ортогональним в загальному випадку називають вітродвигун, для якого вектори швидкості вітру і кутової швидкості обертання ротора вітродвигуна, перпендикулярні. Можливі два випадки варіантів їх поєднання:

- вектор обертання кутової швидкості обертання ротора вітродвигуна перпендикулярний поверхні землі; таким вітродвигуном є вертикально-осьовий вітродвигун, званий іноді роторним, або карусельним;

- вектор обертання кутової швидкості обертання ротора вітродвигуна паралельний поверхні землі; такий вітродвигун називається іноді барабанним.

Можливий вітродвигун, у якого кут між векторами швидкості вітру і кутової швидкості обертання ротора вітродвигуна є гострий (від 0 до 90°). Такий вітродвигун можна назвати похилоосьовим. Прикладом реалізації цієї схеми є шнековий вітродвигун.

За іншою основною ознакою, за принципом силової аеродинамічної взаємодії лопатевої системи вітродвигуна з потоком набігаючого на нього повітря, вітродвигуни можна підрозділити на два типи:

- вітродвигуни, які використовують під час руху лопатевої системи підйомну силу, що виникає на робочих елементах лопатевої системи (жорстких лопатях, циліндрах, що обертаються) і створює крутний момент;

- вітродвигуни, які використовують під час руху лопатевої системи розходження в аеродинамічних силах, що виникають на різних елементах лопатевої системи (крилових лопатях або яких-небудь інших поверхнях), в моменти руху цих поверхонь за напрямком вітру і проти

напрямку вітру, тобто розходження в аеродинамічному опорі, що виникає на елементах лопатевої системи.

Незважаючи на різноманіття теоретично можливих і практично реалізованих схем ВЕУ, сучасні вітроагрегати незалежно від рівня потужності є або пропелерними горизонтально-осьовими, або ортогональними вертикально-осьовими вітродвигунами (використовують підйомну силу на лопатях), оскільки саме ці два типи вітродвигуна мають найбільш високі техніко-економічні показники.

Горизонтально-осьові вітродвигуни в порівнянні з вертикально-осьовими мають наступні **переваги**:

- можливість самостійного пуску без допоміжного приводу за рахунок зміни кута установки лопатей;
- більшого значення коефіцієнта використання енергії вітру;
- більшого значення коефіцієнта швидкохідності  $X$  і, як наслідок цього, велику частоту обертання вітродвигуна, що дозволяє зменшити масогабаритні показники електромеханічного обладнання;
- виключення необхідності в кутовій передачі обертального моменту.

До основного **недоліку** пропелерних горизонтально-осьових двигунів слід віднести необхідність в пристрої орієнтації на напрямок вітру.

Ортогональні вертикально-осьові двигуни в порівнянні з пропелерними горизонтально-осьовими володіють такими **перевагами**:

- незалежністю функціонування від напрямку вітрового потоку, що усуває необхідність орієнтування вітродвигуна на цей напрямок;
- вертикальним валом, що дозволяє розміщувати електромеханічне обладнання біля основи ВЕУ, що знижує вимоги до міцності і жорсткості опори, не обмежує масогабаритні показники обладнання, спрощує технічне обслуговування та ремонт;
- можливістю кріплення лопатей до ротора в декількох місцях, що знижує вимоги по міцності і жорсткості лопаті;
- меншим значенням окружної швидкості лопаті за менших значень коефіцієнта швидкохідності;
- відносною простотою виготовлення лопатей.

До числа **недоліків** вертикально-осьових вітродвигунів слід віднести:

- менший коефіцієнт використання енергії вітру;
- меншу швидкохідність.

### 2.3.6 Перетворення енергії вітру на вітроколесі

При будь-якому перетворенні енергії мають місце втрати. Це відноситься і до перетворення енергії вітру в механічну енергію, а для ВГУ – це обертання ротора (вітрового колеса). Обґрунтуванням оптимального коефіцієнта перетворення або так званою теорією ідеального вітряка займалися багато вчених. Німецький фізик Альберт Бетц (1885-1968) в 1919 вперше сформулював її у своїй дисертації, в період з 1922 по 1925 рр. опублікував ряд статей і в 1926 році випустив книгу «Енергія вітру та її використання за допомогою вітряних млинів». В низці країн цю теорію називають «теорією Жуковського», письмова робота якого на цю тему датована лютим 1920 року.

Бетц виходив з того, що існують три області швидкостей повітряного потоку (рис. 2.30):

- наблигаючий на ротор потік зі швидкістю  $v_1$ ;
- потік зі швидкістю  $v$  безпосередньо в місці розташування ротора;
- потік повітряного потоку, що відходить від ротора зі швидкістю  $v_2$ .

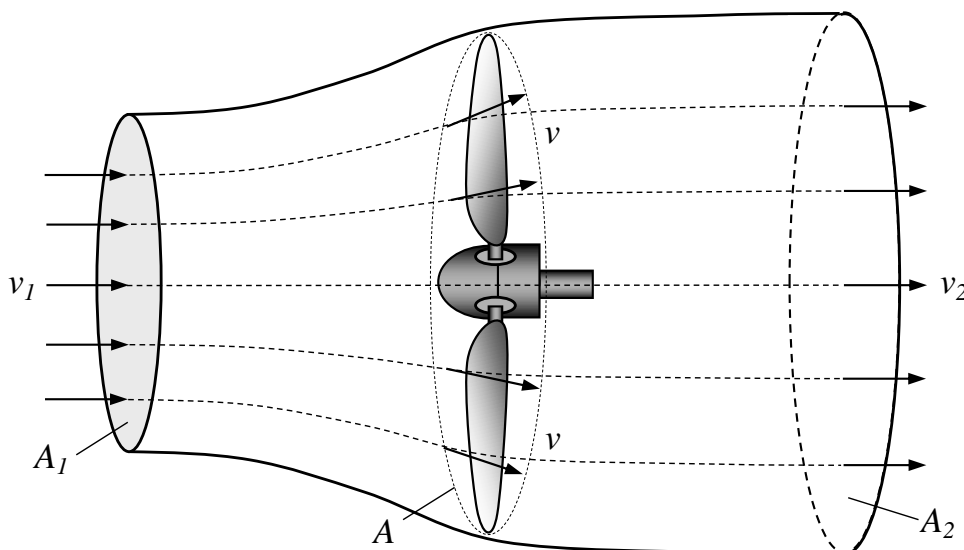


Рисунок 2.30 – Взаємодія потоку вітру з вітроколесом

Якщо швидкість потоку за ротором  $v_2$  буде дорівнювати 0, то тоді повітряний потік не повинен проходити через перетин ротора. Якщо ж потік не гальмується (швидкість потоку за ротором  $v_2$  буде дорівнює швидкості потоку перед ротором  $v_1$ ), то не відбувається перетворення енергії. Таким чином, існує оптимальне співвідношення швидкостей потоку перед ротором  $v_1$  і після ротора  $v_2$ , при якому і відбувається максимальне перетворення енергії повітряного потоку в механічну енергію обертання ротора ВГУ за рахунок гальмування потоку і віддачі частини кінетичної енергії вітру вітровому колесу (ротору).

При обґрунтуванні теорії ідеального вітряка було прийнято ряд припущень:

1. Вітрове колесо розглядалося як колесо з нескінченно великим числом лопатей дуже малої ширини і мало нескінченно малі розміри в напрямку потоку повітря, тобто являло собою ідеальну площину.

2. Вісь обертання вітрового колеса завжди була спрямована паралельно вектору швидкості повітряного потоку.

3. Вітрове колесо створює підпір і тиск повітря  $p$  в міру наближення до вітряка підвищується, а при проходженні через вітрове колесо різко падає. Тобто повітряний потік створює на площині негативний скачок (імпульс) тиску.

4. Повітря вважався нестисливим, його питома щільність вважалася постійною, а також не відбувався теплообмін між повітрям і вітровим колесом.

Крім цього передбачалася нерозривність струменя повітряного потоку, що дозволило використовувати рівняння нерозривності.

В результаті, для ідеального вітрового колеса (ідеального вітряка) отримано наступні основні положення:

1. Ідеальний вітряк, як перетворювач енергії, може максимально відібрати від набігаючого повітряного потоку 59,3% енергії.

2. При оптимальному відборі енергії швидкість повітряного потоку за вітроколом складає  $1/3$  від швидкості набігаючого на вітроколесо потоку.

3. При оптимальному відборі енергії швидкість повітряного потоку безпосередньо в площині розташування вітроколеса складає  $2/3$  від швидкості набігаючого на вітроколесо потоку.



4. Повна втрата швидкості повітряного потоку за вітроколесом в 2 рази більше втрати швидкості безпосередньо в площині вітроколеса.

Коефіцієнт використання енергії вітру у реальних вітродвигунів значно нижчий. Це пояснюється тим, що частина енергії вітру втрачається в процесі перетворення її на механічну роботу на лобовий опір лопатей, на закручування потоку в площині ротора і інші втрати. У кращих вітродвигунів значення  $c_{pmax}$  доходить до 0,45...0,48.

Потужність ротора можна виразити рівнянням

$$P_{BK} = c_p \cdot P_B = c_p \cdot \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3.$$

Ця потужність отримується на лопатях ротора. При передачі її через трансмісію електричному генератору відбуваються механічні й електричні втрати, тому потужність вітроустановки буде менше потужності ротора на величину втрат, що враховуються механічним ККД  $\eta_{мех}$  та ККД генератора  $\eta_{ген}$ . Величина ККД  $\eta_{мех}$  коливається в межах від 0,7 до 0,85, а  $\eta_{ген}$  в межах від 0,90 до 0,98. Таким чином, потужність вітроустановки запишеться рівнянням:

$$P_{BEY} = c_p \cdot \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{ген}.$$

Як приклад на рис. 2.31 наведено загальний вигляд і потужносні характеристики вітрогенераторної установки E126 фірми Enercon (ФРН) номінальною потужністю 7,58 МВт. Установка має діаметр вітроколеса 126 м, висоту осі обертання 135 м, площа омиваної поверхні вітроколеса становить 12668 м<sup>2</sup>.

Крива 1 на рис. 2.31 відповідає потужності потоку повітря перед вітроколесом  $P_B$  при температурі +20 °С. Крива 2 характеризує потужність вітру в площині вітрового колеса, розрахована з урахуванням максимально можливого коефіцієнта перетворення енергії вітру  $c_p$ . Крива 3 показує характер зміни електричної потужності, що виробляється установкою E126 в залежності від швидкості вітру і крива 4 – характер зміни коефіцієнта використання енергії вітру безпосередньо установки E126 [12].

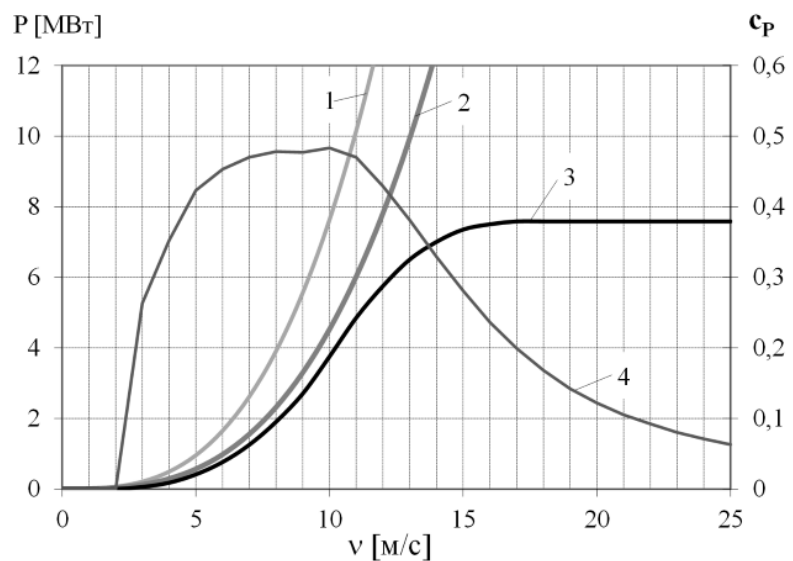
При швидкості вітру 2,5...5 м/с відбувається рушення вітроколеса з місця і до швидкості 11 м/с вихідна потужність збільшується приблизно пропорційно кубу швидкості вітру. При цьому коефіцієнт використання енергії вітру установки в діапазоні швидкостей від 5 до 11 м/с змінюється незначно, від 0,423 до 0,47 (рис. 2.31). У діапазоні

швидкостей вітру від 11 до 16 м/с швидкість наростання потужності вітроустановки поступово зменшується і при швидкості вітру 16 м/с установка практично досягає своєї номінальної потужності 7,58 МВт. При подальшому збільшенні швидкості вітру система регулювання поворотом лопатей поступово виводить їх з оптимального кута набігання потоку повітря. При цьому коефіцієнт використання енергії вітру установки в діапазоні швидкостей від 16 до 25 м/с змінюється орієнтовно за законом  $c_p \approx f(v^{-3})$ , що дає можливість незалежно від швидкості вітру підтримувати незмінною вихідну потужність вітрогенератора (рис. 2.31).

При швидкості вітру 28...34 м/с активується система захисту установки від штормового вітру. При цьому вітроколесо виводиться з під вітру і повністю гальмується за допомогою гальмівної системи установки.



a)



б)

**Рисунок 2.31 – Загальний вигляд (а) і потужності (б) характеристики установки Enercon E126**

### 2.3.7 Потужність та енергія, що виробляється вітроустановкою

Потужність вітроустановки визначається вираженням

$$P_{\text{ВЕУ}} = \frac{1}{2} c_p \rho A v^3, \text{ Вт.}$$

Оскільки площа, що обметається вітроколесом площа має форму круга, то

$$A = \frac{\pi D^2}{4}.$$

Враховуючи, що енергія від вітроколеса передається через редуктор, необхідно врахувати ККД редуктора ( $\eta_{\text{мех}}$ ), та ККД генератора, або точніше ККД перетворення електричної енергії ( $\eta_{\text{ген}}$ ), тоді, виражаючи потужність ВЕУ в кіловатах, рівняння (3.41) запишеться у вигляді

$$\begin{aligned} P_{\text{ВЕУ}} &= \frac{1}{2} c_p \rho \frac{\pi d^2}{4} V v^3 \eta_{\text{мех}} \eta_{\text{ген}} \cdot 10^{-3} = \\ &= 0,3925 \rho c_p d^2 v^3 \eta_{\text{мех}} \eta_{\text{ген}} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт.} \end{aligned}$$

Знаючи залежність  $c_p$  від швидкості вітру, можна побудувати характеристику потужності вітру в залежності від швидкості, або зняти її під час тривалих натурних випробувань, або шляхом продувки моделі в аеродинамічній трубі. У всякому разі, будь-яка фірма в рекламних матеріалах дає характеристику потужності (в зарубіжній літературі вона має назву «крива потужності»).

### 2.3.8 Схеми і конструктивні елементи ВЕУ з горизонтальною віссю обертання

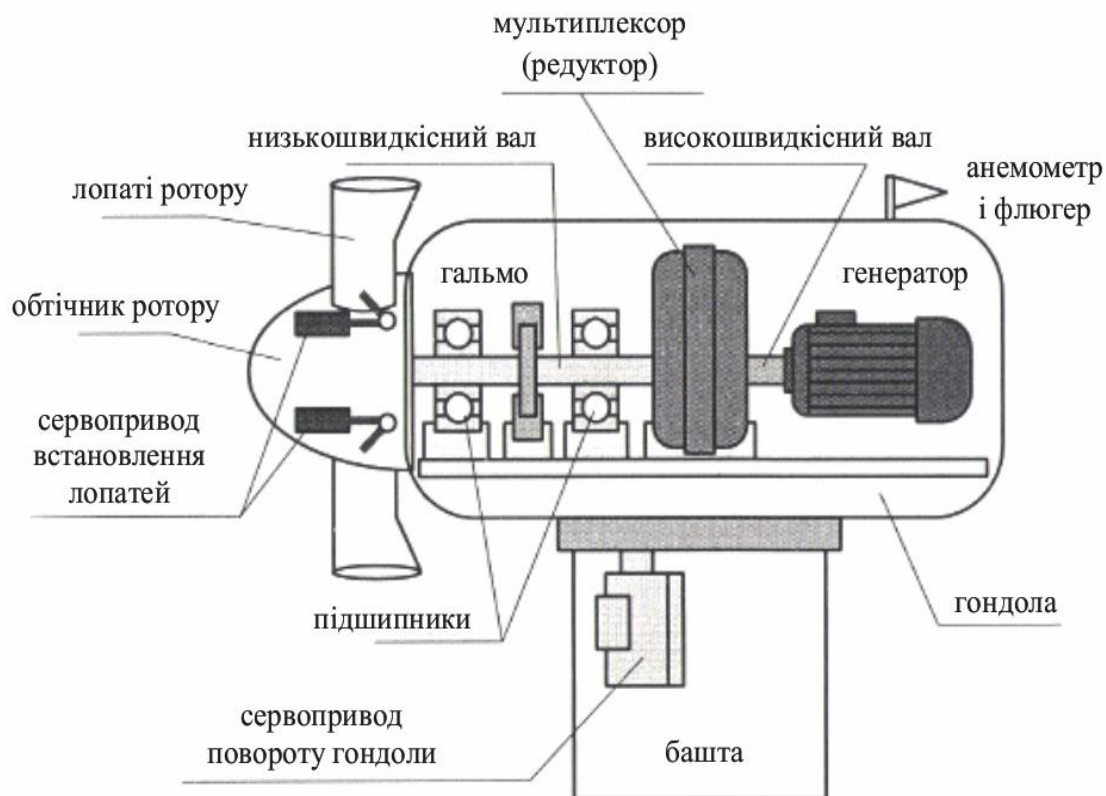
Основними функціональними елементами вітрових електроустановок є (рис. 2.32): вітровий двигун, електрогенератор, механічна (є також системи без передачі) передача, пристрої автоматичного управління та регулювання, допоміжні пристрої.

Вітровий двигун є проточним двигуном, що перетворює кінетичну енергію вітру в механічну. Вітровий двигун з горизонтальною віссю складається з:

- ротора, сформованого з комплексу закріплених променевих лопатей в маточині розташованого на горизонтальному валу;
- основного корпусу (гондоли), розташованого на рухомому (обертovому) наконечнику на башті, вежі або щоглі відповідної висоти;

- направляючих пристроїв, що призначенні для підстроювання ротору під вітер, тобто віссю паралельно до напрямку вітру;
- регульовальних і керуючих пристроїв;
- комплексу зняття і видачі електричної енергії.

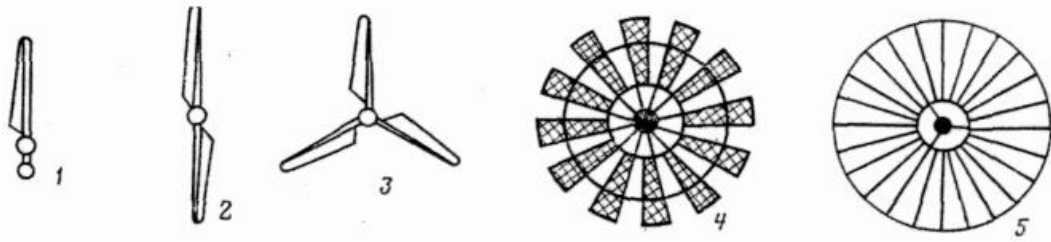
Найбільшого поширення в даний час має поки ще класична схема ВЕУ, що має в своєму складі ротор, мультиплікатор з передавальним відношенням від 50 до 100 і швидкохідний генератор з частотою



**Рисунок 2.32 – Основні елементи вітрової електроенергетичної установки**

обертання 1000...1500 об/хв. Крім цього для забезпечення високого коефіцієнта корисної дії (ККД) ротора практично для всіх ВЕУ мегаватного класу застосовується інвертор (перетворювач частоти), що забезпечує можливість роботи ротора з оптимальними змінними оборотами залежно від швидкості вітру. Вартість мультиплікатора становить 12...15% вартості ВЕУ, а ціна перетворювача частоти складає ~ 20% від вартості ВЕУ.

Вітротурбіни з горизонтальною віссю обертання можуть використовувати для перетворення енергії вітру підйомну силу або силу опору. Вони можуть бути виконані з різним числом лопатей: від однолопатевого пристроїв з контрвантажам до багатолопатевого (рис. 2.33).



**Рисунок 2.33 – Вітроприймальні пристрої з горизонтальною віссю обертання:**  
**1 – однолопатеве вітроколесо; 2 – дволопатеве; 3 – трилопатеве;**  
**4 – багатолопатеве; 5 – багатолопатеве велосипедного типу**

Система, на якій укріплена вітротурбіна, виконується поворотною, яка за напрямком вітру за допомогою хвостового оперення або віндрази. Для обмеження частоти обертання вітроколеса при великій швидкості вітру застосовується спосіб установки лопатей у флюгерне положення, а також пристрої для виведення вітроколеса з-під вітру. Лопаті можуть бути безпосередньо закріплені на валу вітроколеса або ж обертовий момент може передаватися від його обода через вторинний вал до генератора або іншої робочій машині. Вітроприймальні пристрої 1 – 3 використовують для своєї роботи підйомну силу профілів, а 4,5 – силу опору (див. рис. 2.33).

В основному у горизонтально-осьових ВЕУ вітрове колесо має крилоподібну форму і обертається у вертикальній площині, перпендикулярно напрямку вітру, а вісь вітроколеса паралельна потоку. Основною обертальною силою у коліс цього типу є підйомна сила лопатей.

Крім представлених на рис. 2.32 основних конструкцій вітроприймальних пристроїв можливі на їх основі різні модифікації вітроколес, наприклад, з дифуззором або концентратором. Проте з'явилися розробки роторів з горизонтальною віссю обертання оригінальних конструкцій, до яких можна віднести спіралевидний ротор типу *Spiralfluger SF10TerMaimn* і ротор Оніпко (рис. 2.34).

В даний час у світовій вітроенергетиці застосовуються, розвиваються і вдосконалюються конструктивно-компонувальні схеми горизонтально-осьових вітроелектричних установок двох основних типів:

– традиційної (класичної) схеми ВЕУ з генератором 1000...1500 об/хв і мультиплікатором (редуктором) (рис. 2.35, а);

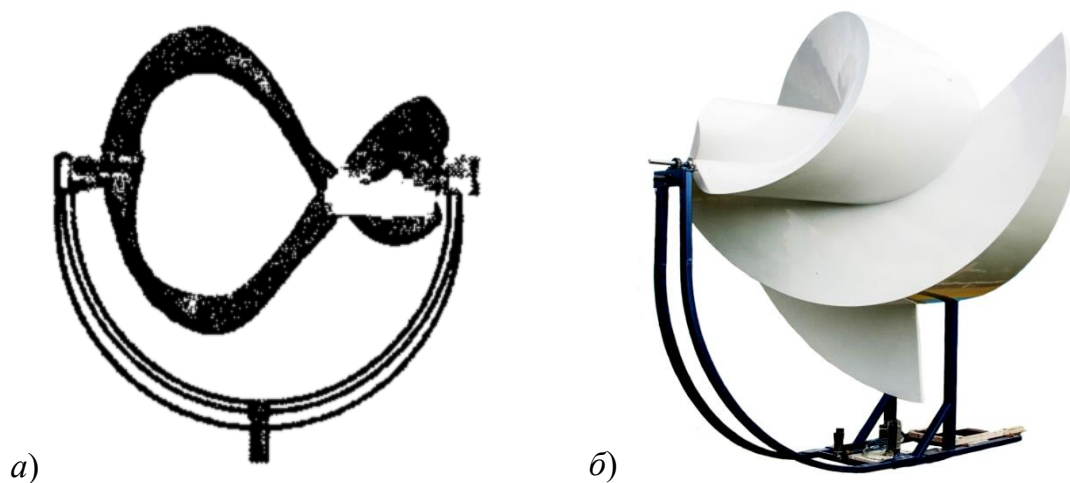


Рисунок 2.34 – Загальний вигляд оригінальних вітроприймальних пристроїв: *a)* – у вигляді спіралі; *б)* – ротор Оніпко

– безмультиплікаторної схеми ВЕУ з тихохідним синхронним генератором і перетворювачем частоти електричного струму (рис. 2.35, *б*).

У деяких ВЕУ представлена і нова схема фірми WinWinD, що представляє щось середнє між першим і другим напрямками – вітрова установка з відносно тихохідним генератором 150...200 об/хв. і одноступінчастим планетарним мультиплікатором.

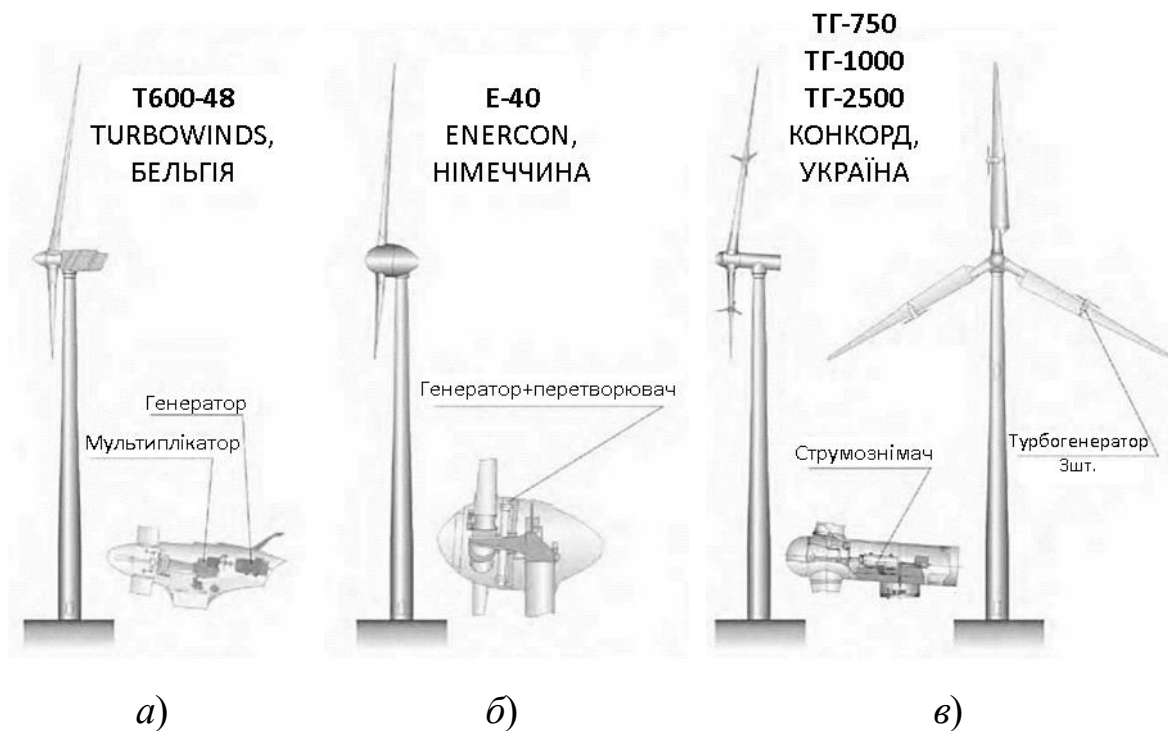
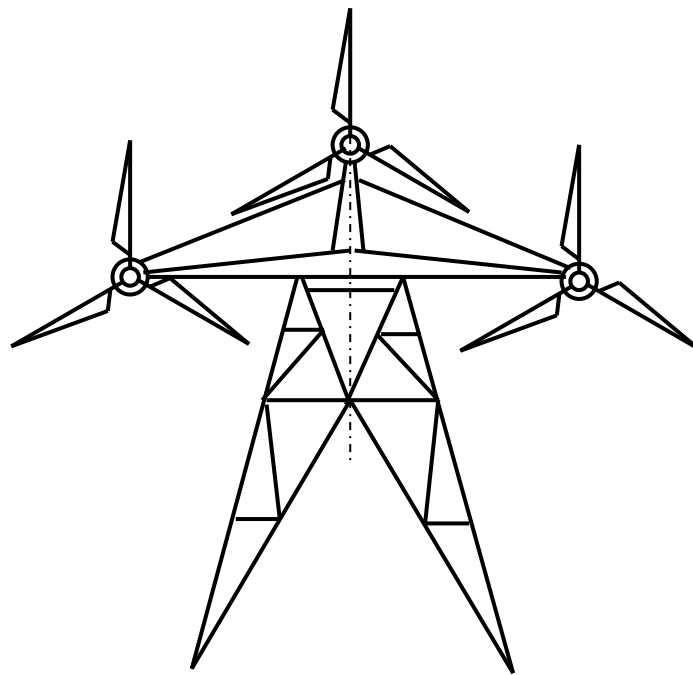


Рисунок 2.35 – Основні конструктивно-компоновочні схеми потужних ВЕУ  
*a* – класична схема; *б* – бультиплікаторна схема; *в* – турбогенераторна схема

Принципово можливе створення полівітродвигунної установки, яка може замінити моновітродвигунну еквівалентної потужності, при виникненні труднощів, пов'язаних з виготовленням лопатей досить великого розміру. На рис. 2.36 представлений один з варіантів полівітродвигунної установки, що складається з трьох, як правило, однакових ВЕУ, розташованих на одній поворотній платформі. В іншому (орієнтація на вітер, відбір і перетворення енергії тощо) робота полівітродвигунної установки практично не відрізняється від роботи систем моно-ВЕУ.



**Рисунок 2.36 – Полівітродвигунна установка**

Іншим новим напрямком створення полівітродвигунної ВЕУ є варіант розміщення вітрогенераторів на лопаті основного вітродвигуна (рис. 2.34, в). Фахівці проектно-конструкторського технологічного бюро (ПКТБ) «Конкорд» (Україна, м. Дніпро), розробили і виготовили принципово нову в світовій практиці конструкцію вітрової установки потужністю 750 кВт. Головною особливістю цієї ВЕУ є розташування генераторів (3 шт.) на лопатях основного ротора, які забезпечені додатковими вітроколесами (турбінами) встановленими безпосередньо на вали генераторів. Оскільки лінійна швидкість обертання генераторів в 3...4 рази вище швидкості вітрового потоку, то діаметр додаткових вітрових коліс в 10 – 15 разів менше діаметра основного ротора, а обороти генераторів в 10 – 15 разів більше оборотів основного ротора.



Основною відмінною особливістю вітрової установки ТГ-750 (рис. 2.37) є безмультиплікаторна турбогенераторна схема перетворення енергії вітру з синхронним індукторним генератором, що дозволяє:

- працювати при змінній частоті обертання ротора з максимальним ККД без перетворювача частоти електричної енергії;

- застосувати синхронний індукторний генератор з частотою обертання ротора 600 об/хв, замість традиційно застосовуваних асинхронних генераторів з частотою обертання 1000...1500 об/хв;

- виключити навантаження на кореневу частину лопаті і маточину від крутного моменту завдяки розміщенню турбогенераторів в центрі тиску аеродинамічних сил;

- зменшити навантаження на лопаті від осьової аеродинамічної сили завдяки розміщенню турбогенераторів в центрі тиску аеродинамічних сил та встановлення лопатей з кутом відміни в сторону гондоли;

- забезпечити стабільність параметрів генеруючої електроенергії в умовах поривчастого вітрового потоку завдяки більш високому моменту інерції ротора і плавному регулюванню частоти обертів основного ротора;

- забезпечити генерування електроенергії у всьому робочому діапазоні швидкостей вітру від 3,5 до 65 м/с;

- можливість паралельної роботи як з промисловою мережею, так і з дизель-генераторною електростанцією.



**Рисунок 2.37 – Загальний вигляд ВЕУ ТГ-750 виконаної за турбогенераторною схемою**



Турбогенераторна схема ВЕУ в порівнянні з вітчизняними та закордонними аналогами, виконаними за горизонтально-пропелерною схемою, має такі основні відмінності:

- для передачі крутного моменту на генератори замість механічного мультиплікатора прийнятий аеродинамічний на основі турбогенераторів, встановлених в середній частині лопатей ротора;

- завдяки аеродинамічній мультиплікації ротор обертається зі змінною частотою обертів, максимально можливим ККД у всьому діапазоні робочих швидкостей вітру  $i$ , тим самим, компенсуються додаткові аеродинамічні втрати на турбогенераторах. Одночасно забезпечується постійна частота обертання турбін і валів турбогенераторів, обумовлена частотою струму в мережі, що дозволяє обійтися без перетворювача частоти генерованого електричного струму при змінній частоті обертання ротора;

- запуск, робота та регулювання потужності в процесі генерування електроенергії забезпечується поворотом кінцевих частин лопатей ротора автономними електромеханічними приводами. Це підвищує ймовірність виконання аварійної зупинки ротора навіть у разі відмови одного з приводів;

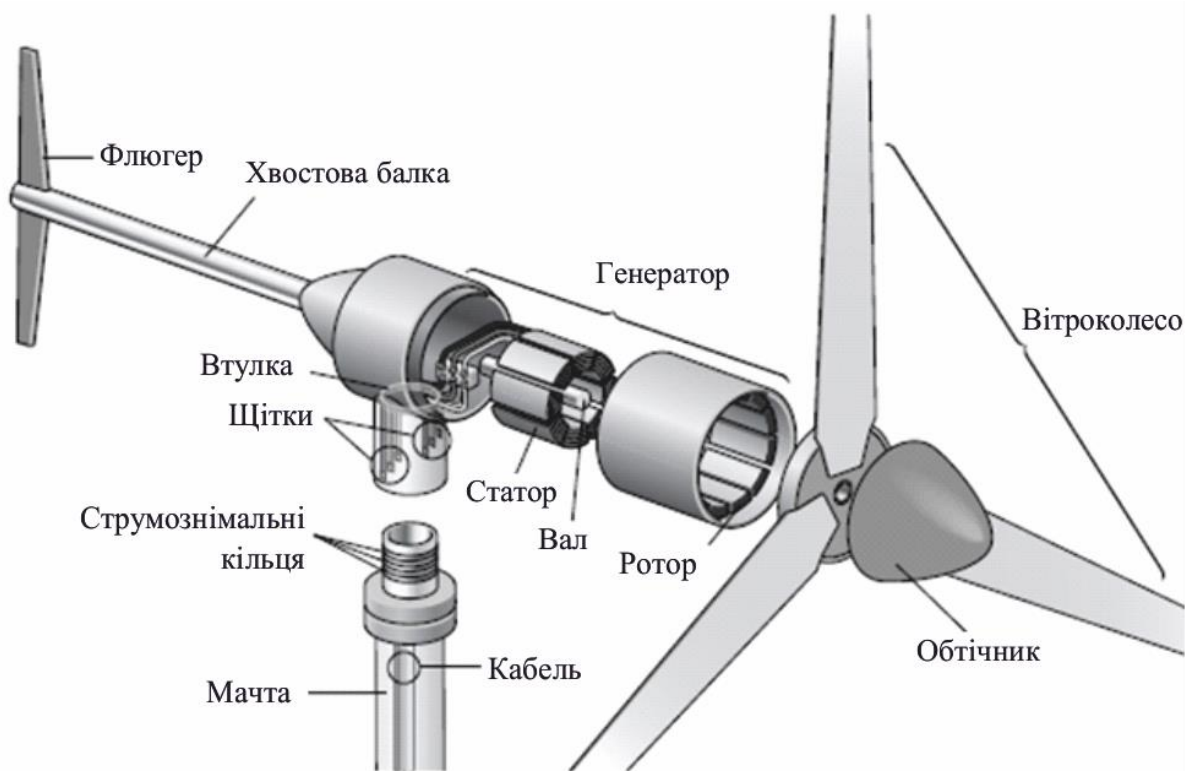
- завдяки аеродинамічному мультиплікатору виключений силовий вал і силова платформа;

- в порівнянні з кращими закордонними аналогами ТГ-750 має більш високі питомі показники ефективності;

- відношення середньорічної вироблення електроенергії до маси гондоли з ротором (77,0 тис. кВт·год /т) перевищує значення цього показника кращих західних аналогів на 30...60%;

- відношення потужності до маси гондоли з ротором (22,7 кВт/т) перевищує значення цього показника кращих західних аналогів на 30%.

На рис. 2.39 показана класична компоновка вітроустановки малої потужності. Відмінною особливістю ВЕУ малої потужності є відсутність потужної гондоли, в якій фактично розташований тільки генератор. Для забезпечення установки ВЕУ на вітер використовується флюгерна система.



**Рисунок 2.38 – Компонування вітроустановки малої потужності**

### **2.3.9 Схеми і конструктивні елементи ВЕУ з вертикальною віссю обертання**

Вертикально-осьовий ротор (рис. 2.26, б) має ряд переваг в порівнянні з горизонтально-осьовим ротором:

- незалежність функціонування від напрямку поширення вітрового потоку усуває необхідність установки додаткових механізмів орієнтації на вітер;
- наявність вертикального вала, що дозволяє розміщувати електромеханічне обладнання в основі ВЕУ, що знижує вимоги до міцності і жорсткості опори і не обмежує масогабаритні показники обладнання;
- зручність механічного обслуговування і ремонту;
- рівномірне геометричне збільшення масштабів вертикально-осьового ротора, який чинить незначний вплив на міцнісні характеристики;
- можливість кріплення лопатей в декількох точках;
- відносно просте виготовлення лопатей.

Як недоліки вертикально-осьові ВЕУ слід зазначити наступне:

- набагато більша схильність утомним руйнуванням, через автоколивальні процеси, що часто виникають;
- пульсація крутного моменту призводить до пульсацій потужності та інших параметрів генераторів;
- як показали останні результати випробувань ВЕУ типу Дар'є і Н-ротора потужністю 5 МВт, головною слабкістю є під'ятник-підшипник головного валу ВЕУ.

Саме завдяки його руйнуванню припинено спроби спорудження потужних ВЕУ з вертикальною віссю, хоча розробки ВЕУ невеликої потужності успішно тривають.

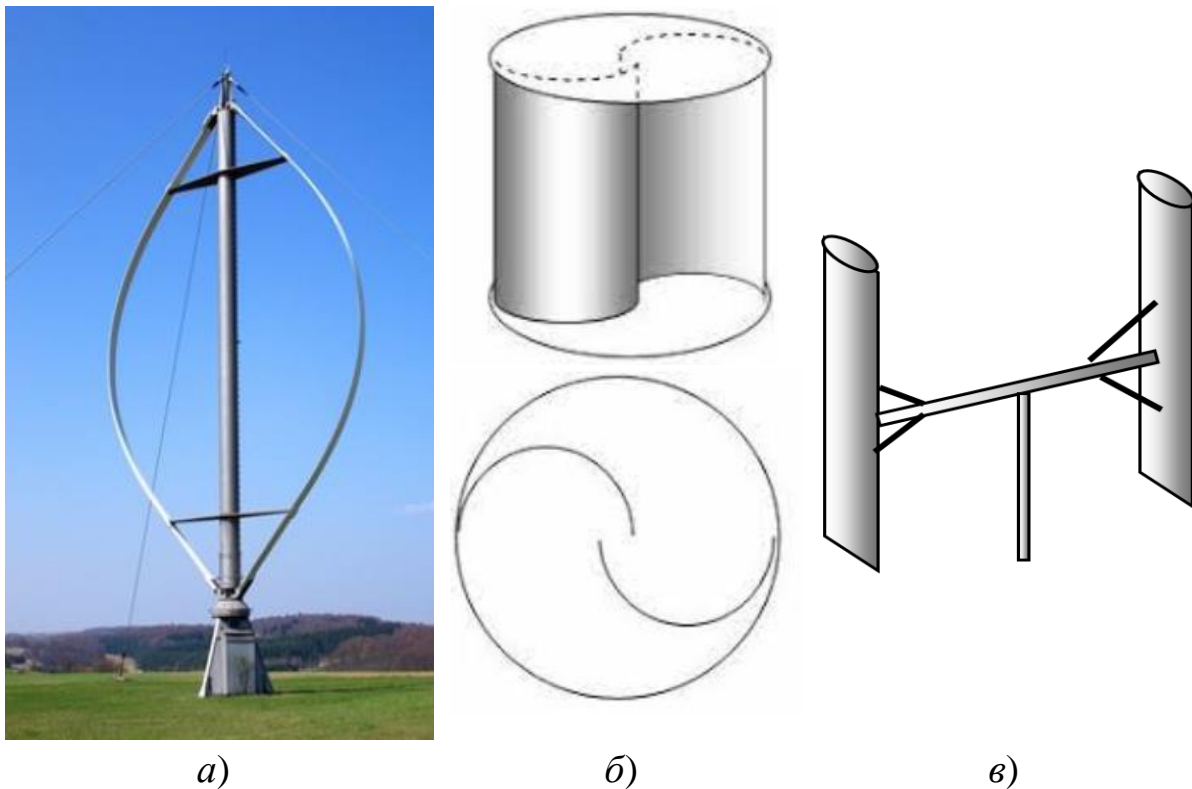
У загальному випадку для вітродвигуна в якості активної поверхні, що сприймає енергію вітрового потоку, в практиці використовують такі основні види роторів з вертикальною віссю:

- ротор Дар'є (рис. 2.39, а);
- ротор Савоніуса (рис. 2.39, б);
- ротор ортогонального типу (ротор Еванса) (рис. 2.39, в);
- ротор карусельного типу, у якого неробочі лопаті або прикриваються ширмою (рис. 2.40, а), або йдуть ребром проти вітру (ротор Масгрува) (рис. 2.40, б).

На роботу ВЕУ з вертикально-осьовим ротором, так само, як і у ВЕУ з горизонтально-осьовим ротором, впливають, хоча і меншою мірою, аеродинамічна тінь опори і взаємне затемнення лопатей.

*Ротор Дар'є* (рис. 2.39, а). У конструкції ротора французького інженера (Darrieus) обертовий момент створюється підйомною силою. Ротор являє собою дві або три тонких вигнутих лопаті, що мають аеродинамічний профіль. Підйомна сила максимальна коли лопать перетинає набігаючий повітряний потік і мінімальна коли лопать рухається паралельно потоку. Таким чином за один оборот лопать двічі піддається максимальному і мініимальному моменту, що і є причиною більшості утомних руйнувань.

Ротор Дар'є почати обертатися самостійно не може, тому для його запуску використовується або генератор в режимі двигуна, або спеціальний двигун. Необхідність мати незалежне джерело живлення для запуску істотно знижує можливість поширення даного типу ВЕУ.

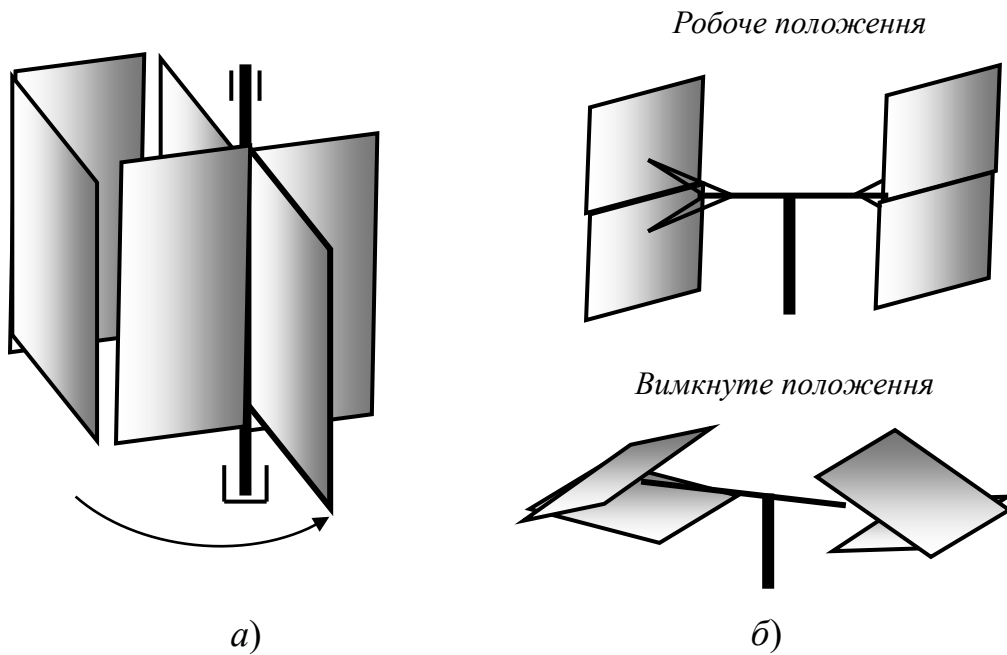


**Рисунок 2.39 – вітродвигуни з вертикальною віссю обертання**  
***a* – ротор Дар'є; *б* – ротор Савоніуса, *в* – *H*-ротор**

*Ротор Савоніуса* (рис. 2.39, *б*). Це вітроколесо також обертається силою опору. Його лопаті відрізняються простотою і дешевизною. Перше вітроколесо автора (1922 рік) винаходу фінського інженера Савоніуса (S.I. Savonius) взагалі представляло собою розрізану на дві частини бочку, посаджену на вісь,. Обертаючий момент створюється завдяки різниці моментів опору, що надаються повітряному потоку увігнутою і опуклою щодо нього лопатями вітру. Вітроколесо має велике геометричне заповнення, а значить і більший початковий момент, що необхідно для водопідйомних механізмів.

*H-ротор* або *ротор Еванса* (рис. 2.39, *в*). Обертовий момент створюється також підйомною силою двох вертикально розташованих лопатей з аеродинамічним профілем. Для його запуску також потрібна розкрутка, а для зупинки використовується поворот лопатей на 90 градусів навколо вертикальної осі.

*Ротор карусельного типу і ротор Масгрува* (рис. 2.40). Обертовий момент створюється також підйомною силою. У першому випадку для створення обертового моменту половина ротора (неробочі лопаті) перекриваються ширмою (заслінкою). У другому випадку



**Рисунок 2.40 – Схема ротора карусельного типу:  
*a* – з ширмою; *б* – з лопаттю, що складається (ротор Масгрува)**

(ротор Масгрува), дві лопаті ротора, мають аеродинамічний профіль, в початковий стартовий момент розташовані вертикально. У міру збільшення швидкості вітру лопаті починають складатися, зменшуючи підйомну силу за рахунок зменшення захоплюваної площі. І при максимальній розрахунковій швидкості вітру вітроколесо зупиняється при повному складанні лопатей. Як і ротор Дар'є, цьому ротору необхідно дати початкове обертання.

Крім розглянутих основних видів роторів з вертикальною віссю знаходять застосування різні їх модифікації і комбінації.

### 2.3.10 Класи ВЕУ

Розрізняють три класи вітроелектричних установок в залежності від призначення і умов їх роботи по відношенню до енергосистеми, до якої вони підключені, і способу управління.

**Клас А:** потужність вітроелектрогенератора ВЕУ в локальній енергосистемі є визначальною, тобто  $P_{\text{ВЕУ}}$  багато більше сумарної потужності  $P_{\text{М}}$  інших генераторів системи ( $P_{\text{ВЕУ}} \gg P_{\text{М}}$ ).

До класу А відносяться автономні одногогенераторні вітроустановки, не підключені до енергосистеми для паралельної роботи. Потужність таких вітроустановок використовується для освітлення,

електроживлення маяків, засобів зв'язку та ін. і, як правило, не перевищує 5 кВт. Якщо енергія таких ВЕУ використовується для опалювання, то їх потужність може досягати 20 кВт і більше. У автономних ВЕУ використовуються електрогенератори різних типів, найчастіше багатополюсні генератори з постійними магнітами, класичні синхронні генератори з нестабілізованими і стабілізованими електричними параметрами на виході, асинхронні генератори з самозбудженням або допоміжним збудженням і т.п.

Для **ВЕУ класу В** ( $P_{\text{ВЕУ}} \approx P_{\text{м}}$ ) характерною є зразкова співмірність потужностей ВЕУ і дизель-генератора (ДЕС). Такий варіант звичайний для локальних енергосистем у віддалених областях. У таких системах застосування ВЕУ дозволяє заощадити дизельне паливо. Управління генераторами і досягнення якості електроенергії, ВЕУ, що виробляється, можна домогтися тими ж технічними засобами, що і в системах класу А, проте для отримання найбільшого ефекту можливе застосування інших рішень, що ґрунтуються на застосуванні систем акумуляції енергії (електричні акумулятори, водневі перетворювачі-акумулятори, гідроакумуляуючі станції та ін.) при зв'язаному управлінні ВЕУ, ДЕС і системами акумуляції.

**Клас С:** ВЕУ підключена до системи набагато більшої потужності, ніж сама ВЕУ, працює паралельно з цією енергосистемою і називається мережевою ( $P_{\text{ВЕУ}} \ll P_{\text{м}}$ ). Це область системної вітроенергетики, тобто область великомасштабного використання енергії вітру, яка може при відповідному розвитку впливати на стан енергетичного балансу усїєї країни. В цьому випадку доцільно використати ВЕУ великих одиничних потужностей (від 1 до 10 МВт), зібраних у вітроенергетичні станції (ВЕС).

### 2.3.11 Режими роботи вітроелектричних установок

У загальному випадку генеруючі установки традиційних електричних станцій можна розділити на три основні групи:

- 1) для покриття основного навантаження, характеризуються безперервним виробленням електричної енергії;
- 2) для покриття проміжного навантаження, характеризуються циклічною роботою і змінюваної частини сумарного графіку навантаження;

3) для покриття пікових навантажень, створення енергетичного резерву.

В зв'язку з цим принципово можливе використання ВЕУ в трьох основних режимах електропостачання: автономному, вибіркового і паралельному.

*Автономний* режим повинен передбачати повне забезпечення безперервного електропостачання споживача від вітроенергетичної установки впродовж встановленого терміну її експлуатації.

*Вибірковий* режим характеризується тим, що навантаження повинне відповідним чином розподілятися між енергосистемою і ВЕУ. При цьому електромагнітна потужність, що виробляється ВЕУ і перевищує потужність навантаження, подається безпосередньо в енергосистему, а її дефіцит для покриття графіку навантаження задовольняється за рахунок енергосистеми. Тому в періоди, коли швидкість вітрового потоку знаходиться поза інтервалом робочих швидкостей або дорівнює нулю, енергосистема повинна самостійно нести це навантаження.

*Паралельний* режим роботи з енергосистемою є роботою не на конкретного споживача, а має бути спрямований або на збільшення сумарного вироблення електричної енергії, або на часткове покриття сумарного графіку навантаження енергосистеми, забезпечуючи при цьому істотну економію органічного палива. Коливання потужності вітрового потоку призводять до істотних коливань потужності, що виробляється, при цьому періоди, коли швидкості потоку знаходяться поза робочим інтервалом, можна передбачити лише з певною вірогідністю. Навіть у тих районах, де постійно є наявність енергії вітрового потоку, електромагнітна потужність ВЕУ, що виробляється, буде оптимальним чином підібрана для цього вітрового кадастру, оскільки він сам по собі випробовує годинні, добові і сезонні зміни. Внаслідок цього спроби безпосередньо узгодити електромагнітну потужність, що виробляється ВЕУ, з профілем графіку навантаження приведуть до втрат потужності, які можуть суттєво відобразитися як на роботі окремих споживачів, так і енергосистеми в цілому.

### 2.3.12 Основні схеми включення ВЕУ

Основними параметрами, які повинні бути розглянуті при виборі структури та схем вітроенергетичних установок, призначених для перетворення енергії вітру в електричну енергію, є: вид вироблюваної електроенергії (змінна напруга змінної або постійної частоти; постійна напруга); частота обертання вітрогенератора (постійна, близька до постійної, змінна); характер використання вироблюваної електричної енергії (застосування акумуляторних батарей, акумулювання за допомогою інших способів, видача електроенергії в мережу змінного струму енергосистеми). В даний час розроблено і застосовується значна кількість схем для перетворення енергії вітру в електричну енергію постійної або змінної напруги за допомогою електричних генераторів постійного струму і відповідно асинхронних або синхронних генераторів. Найпростіше система використовується з електрогенератором постійного струму – виходить постійна напруга в мережі при різній швидкості вітру завдяки регулюванню збудження.

Можливі технологічні схеми ефективного отримання електричної енергії за рахунок енергії вітру для автономної роботи ВЕУ представлені на рис. 2.41.

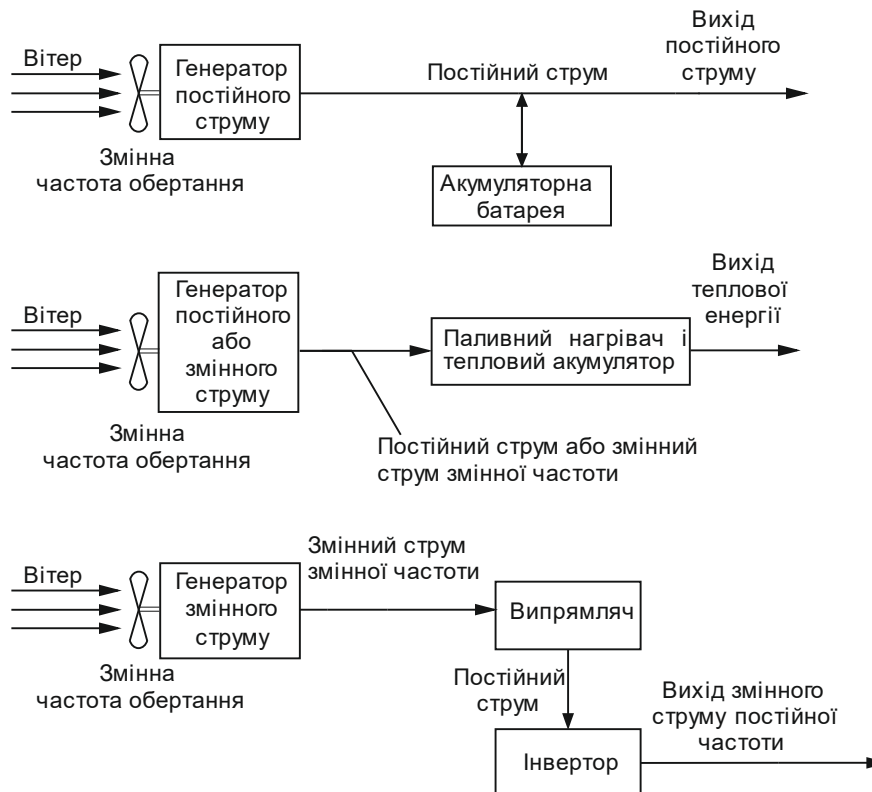
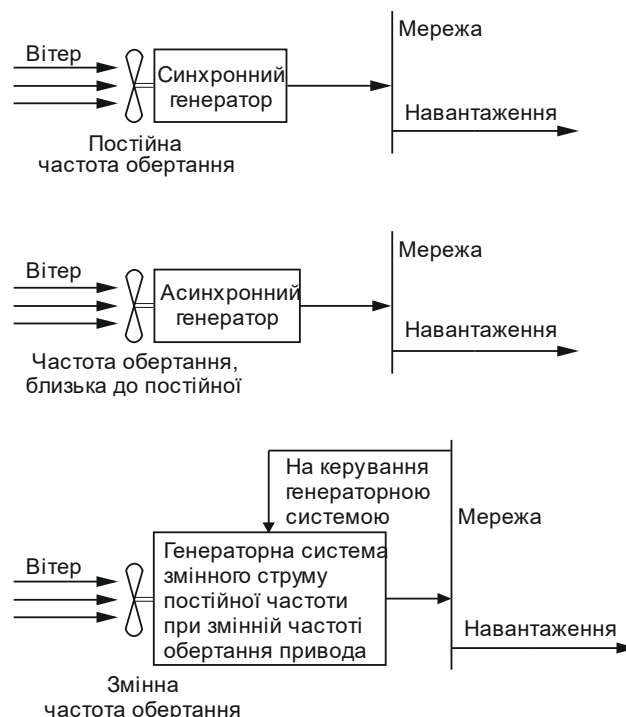


Рисунок 2.41 – Структурні схеми систем генерування і використання електроенергії при автономній роботі ВЕУ



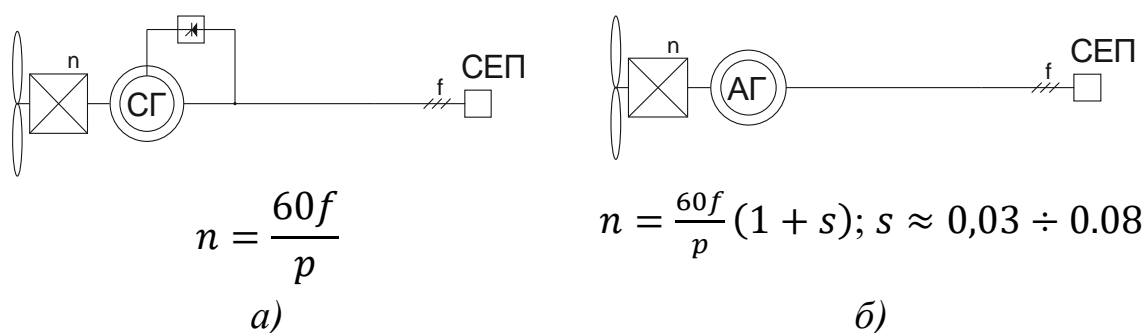
Генерування постійного струму даний час здійснюється в практично тільки на малих ВЕУ потужністю не більше 10...20 кВт. У цьому випадку не потрібна постійна частота обертання вітродвигуна і зазвичай застосовуються акумуляторні батареї. У сучасних ВЕУ перетворення енергії вітру здійснюється в основному тільки в схемах з генеруванням змінного струму. Наприклад, акумуляування енергії у вигляді теплоти з використанням її для опалення приміщень може бути здійснено при застосуванні ВЕУ змінної напруги з частотою, що змінюється або ВЕУ постійної напруги. Частота обертання вітродвигуна в цьому випадку не обов'язково повинна бути постійною. Застосування випрямних пристроїв дає можливість отримати постійне напруження, яке може бути використане безпосередньо або ж після його інвертування в змінну напругу постійної частоти.

В даний час визнано, що великомасштабне отримання електричної енергії за рахунок використання енергії вітру має здійснюватися у вигляді змінної напруги постійної частоти для можливості подачі електроенергії, що виробляється в мережі існуючих енергосистем. Можливі технологічні схеми ефективного отримання електричної енергії за рахунок енергії вітру при паралельній роботі ВЕУ з енергосистемою, представлені на рис. 2.42.



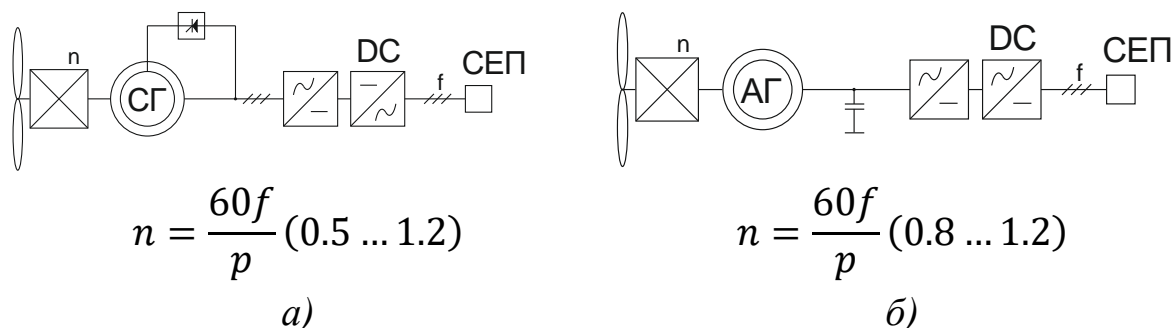
**Рисунок 2.42 – Структурні схеми систем генерування і використання електроенергії при підключенні ВЕУ до мережі**

Існує безліч схем підключення ВЕУ до енергосистеми, основні відмінності яких складаються в конструкції і типу генераторів, а також наявності і типу перетворювальних пристроїв. На рис. 2.43 показано схеми прямого підключення до енергосистеми ВЕУ з синхронним генератором (СГ, рис. 2.43, а) і асинхронним (АГ, рис. 2.43, б) генератором з короткозамкненим ротором, підключеними до вітродвигуна через мультиплікатор (редуктор)  $n$ . Для реалізації таких схем паралельної роботи ВЕУ з мережею енергосистеми необхідною умовою є постійне підтримання синхронної швидкості обертання ротора СГ і надсинхронної швидкості – для АГ.



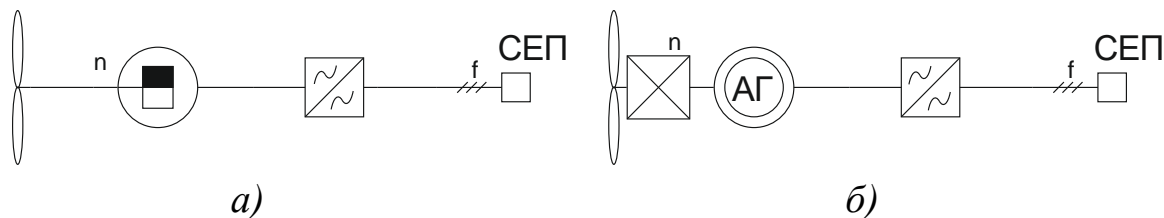
**Рисунок 2.43 – Безпосереднє підключення до мережі ВЕУ з синхронним (а) і асинхронним (б) генератором**

Другий спосіб підключення ВЕУ до енергосистеми, на відміну від попереднього способу, передбачає послідовне перетворення електроенергії перед подачею її в енергосистему за допомогою випрямлячів і інверторів, що не вимагає застосування систем підтримки сталості і синхронізації швидкості генераторів ВЕУ (рис. 2.44).



**Рисунок 2.44 – Підключення ВЕУ до мережі через випрямляч і інвертор з синхронним (а) та асинхронним (б) генератором**

На рис. 2.45 представлені схеми підключення ВЕУ до енергосистеми, характерною особливістю яких є наявність перетворювача частоти (ПЧ). У цих схемах перетворювачі частоти також розраховуються на повну потужність генератора ВЕУ.



**Рисунок 2.45 – Підключення ВЕУ до мережі за допомогою перетворювача частоти з (а) синхронним (без механічної передачі) і (б) асинхронним генератором**

## 2.4 Геотермальна енергія

Впродовж розвитку людство багато разів стикалося з проявами гігантської енергії, яка знаходиться в надрах Землі. Зовнішній шар земної кулі (5...40 км.) нагрівається в основному під дією тепла хімічних реакцій та радіоактивного розпаду елементів в мантії та ядрі, а поверхня прогрівається Сонцем. В приповерхневому шарі земної кори (до 10 км.) кількість геотермальної енергії досягає 137 трлн т.у.п., що в десятки разів більше ніж в вуглі, нафті, газі та інших видах природного палива. Вивільнення теплової потужності при виверженні навіть невеликого вулкана дуже значне та набагато перевищує встановлену потужність штучних енергетичних станцій. Однак характер цієї енергії дуже непередбачуваний – виверження вулканів це досить рідке явище. В районах вулканічної діяльності перегріта вода та супутня пара з невеликої глибини може по розколах в гірських породах піднімається до поверхні в вигляді гейзерів та гарячих джерел (рис. 2.46).

Геотермальна енергія (в перекладі з грецької мови «гео» – земля, «термо» – тепло) це створена в надрах Землі тепла енергія води та пару, які виходять на поверхню природньо (гейзери) або штучно (буріння свердловин), маючи температуру значно перевищуючу температуру оточуючого середовища. Запаси геотермальної енергії в світі практично не вичерпні. Таку енергію можна використати для



**Рисунок 2.46 – Гейзери в районах вулканічної діяльності**

теплопостачання, гарячого водопостачання та виробництва електричної енергії, як окремо так і одночасно. Найбільш вдале використання потрібно вибирати враховуючи температурний режим підземних джерел, які застосовуються. За розрахунками геотермальні теплові електростанції – ГеоТЕС (рис. 2.47) можуть мати встановлену потужність (виробляти) більш за 20 млн. кВт.

**Геотермальна енергетика** – виробництво теплової енергії та електроенергії, за рахунок теплової енергії, що міститься в надрах землі. Головна перевага геотермальної енергетики є практична невичерпність джерел енергії та повна їх незалежність від навколишнього середовища, часу доби та пори року. Використовується декілька різновидів влаштування ГеоТЕС, вид яких залежить від того, яке джерело геотермальної енергії використовується.

Під геотермікою (від грецьких слів «гео» – земля і «термо» – тепло) розуміється наука, що вивчає тепловий стан земної кори та Землі в цілому, його залежність від геологічної будови, складу гірських порід, магматичних процесів та цілого ряду інших факторів.

Геотермальна теплота є найбільшим постійним у часі (її потужність не залежить від добових, річних та інших періодів) і відносно рівномірно розподілене по поверхні Землі джерело енергії, яке має людство. Причому це енергія у чистому вигляді, оскільки вона вже існує як теплота, і тому для її отримання не потрібно спалювати паливо чи створювати реактори.



**Рисунок 2.47 – Одна з великих діючих ГеоТЕС**

Геотермальні родовища поділяються на три типи:

- родовища сухої пари;
- родовища гарячої води;
- родовища нагрітих порід.

На жаль, на Землі рідко зустрічаються виходи природної пари або перегрітих вод, що закипають в атмосфері з достатнім утворенням пари. Набагато найпоширенішими є природні підземні басейни термальних вод із температурами, меншими за температуру кипіння. В даний час термальні води з економічною вигодою застосовують для обігріву будинків, теплиць, курортів, а іноді цілих заводів, копалень і навіть міст. Також люди користуються теплими джерелами для медичних та побутових цілей.

Енергією тепла нагрітих порід людство почало користуватися дуже давно, раніше, ніж іншими видами відновлюваних джерел енергії. З давніх часів люди рили землянки, погребі та ями для зберігання овочів та фруктів. На практичному досвіді було отримано інформацію про наявність джерела тепла всередині Землі. На жаль, поки що не існує навіть демонстраційних установок, які витягують енергію із сухих порід. Однак запаси тепла нагрітих порід настільки великі і доступні, що зрештою привернуть до себе увагу енергетиків.



### 2.4.1 Тепловий режим земної кори

Критерієм теплового стану земної кулі є поверхневий градієнт температури, що дозволяє судити про втрати тепла Землі. Екстраполюючи градієнт на великі глибини, можна певною мірою оцінити температурний стан земної кори. Величина, що відповідає поглибленню в метрах, при якому температура підвищується на 1 °С, називається геотермічним ступенем.

У зв'язку із зміною інтенсивності сонячного випромінювання тепловий режим перших 1,5...40 м земної кори характеризується добовими та річними коливаннями. Далі мають місце багаторічні та вікові коливання температури, які з глибиною поступово згасають. Температура гірських порід на глибині  $H$  приблизно може бути визначена за формулою

$$T = t_0 + \frac{H-h}{\sigma},$$

де  $t_0$  – середня температура земної кори на глибині  $h$  зони постійних температур (1,5...40 м);  $\sigma$  – геотермічний ступінь.

Геотермічні умови надзвичайно різноманітні. Це з геологічним будовою тієї чи іншої району Землі. Відомі випадки, коли збільшення температури на 1 °С відбувається при поглибленні на 2...3 м. Ці аномалії зазвичай знаходяться в областях з тимчасового вулканізму. На глибині 400...600 м в деяких районах температура доходить до 150-200 °С і більше. Геотермічні спостереження у зоні вічної мерзлоти дозволили встановити, що потужність мерзлих гірських порід сягає 1,5 тис. м. Тут геотермічний ступінь становить 500 м на 1 °С.

### 2.4.2 Використання тепла гарячих земляних пластів

Зазвичай, у теплоносного шару пориста структура – скельні породи мають пори, заповнені водою (пористість оцінюється коефіцієнтом  $\alpha$ ). Середня щільність твердих порід земної кори  $\rho_{\text{гр}} = 2700 \text{ кг/м}^3$ , а коефіцієнт теплопровідності  $\lambda_{\text{гр}} = 2 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$ .

У розрахунковій практиці характеристики геотермальності енергетики зазвичай відносять до 1 км<sup>2</sup> поверхні.

Теплоємність пласта  $c_{\text{пл}}$  (Дж/К) можна визначити за рівнянням

$$c_{\text{пл}} = [\alpha \cdot \rho_{\text{в}} \cdot c_{\text{в}} + (1 - \alpha) \cdot \rho_{\text{гр}} \cdot c_{\text{гр}}] \cdot h \cdot S,$$

де  $\rho_{\text{в}}$  і  $c_{\text{в}}$  – відповідно щільність та ізобарна питома теплоємність води;  $\rho_{\text{гр}}$  і  $c_{\text{гр}}$  – щільність та питома теплоємність нагрітих порід (порід пласта), зазвичай  $c_{\text{гр}} = 820 \dots 850$  Дж/(кг·К);  $h$  – товщина шару нагрітого шару.

Якщо встановити мінімально допустиму температуру, при якій використовується тепла енергія пласта  $T_1$  (К), то можна оцінити його тепловий потенціал до початку експлуатації (Дж):

$$E_0 = c_{\text{пл}} \cdot (T_2 - T_1).$$

Постійну часу пласта  $\tau_0$  (можливий час його використання, років) у разі відведення теплової енергії шляхом закачування в нього води з об'ємною витратою  $V$  (м<sup>3</sup>/с) можна визначити за рівнянням

$$\tau_0 = \frac{c_{\text{пл}}}{V \cdot \rho_{\text{в}} \cdot c_{\text{в}}}.$$

Вважають, що тепловий потенціал пласта під час його розробки змінюється за експоненціальним законом

$$E = E_0 \cdot e^{\left(-\frac{\tau}{\tau_0}\right)},$$

де  $\tau$  – кількість років з початку експлуатації.

Теплова потужність геотермального пласта в момент часу  $\tau$  (років з початку розробки) (Вт):

$$\left(\frac{dE}{d\tau}\right)_{\tau} = -\frac{E_0}{\tau_0} \cdot e^{\left(-\frac{\tau}{\tau_0}\right)}.$$

В принципі, сухі гарячі породи, що мають високу температуру і є потенційним джерелом енергії, можна виявити в будь-якій точці земної кулі шляхом буріння досить глибоких свердловин. Однак на практиці зі зростанням глибини свердловин її вартість зростає за експонентом. Нині глибина свердловин не перевищує 6000 м. Поки немає економічно вигідного методу вилучення з сухих гарячих порід у земної корі.

Однак є низка пропозицій щодо вирішення цього завдання.

При використанні енергії тепла ґрунтів виникають такі проблеми:

- створення досить глибокої свердловини, що дозволяє досягти високих температур;
- забезпечення високої потужності вилучення тепла зі свердловини.

Необхідно ще враховувати, що через низькі температури ґрунтів ККД переробки їх теплової енергії в електричну не перевищать 15%.

Перша проблема пов'язана з технологією буріння свердловин. Однак слід зазначити, що цю проблему можна вирішити за рахунок використання порожніх нафтових свердловин (як правило, при пошуку нафти на кожну нафтоносну свердловину бурить близько десяти порожніх).

Друга проблема пов'язана з тим, що теплопровідності води (найдешевшого теплоносія) недостатньо для забезпечення високої інтенсивності вилучення тепла зі свердловин стандартного діаметру. Буріння свердловин більшого діаметра не доцільно, тому що вартість свердловини зростатиме прямо пропорційно площі отриманої поверхні свердловини.

Цю проблему можна вирішити шляхом виявлення природних водонепроникних порожнин у надрах Землі на достатній глибині. І тут буриться дві свердловини, що з'єднують порожнину з поверхнею Землі. В одну свердловину з нижчим виходом під високим тиском закачують холодну воду, а з іншої свердловини за рахунок надлишкового тиску та низької щільності надходить гаряча вода (рис. 2.48). Великий обсяг свердловини дозволяє забезпечити високу інтенсивність вилучення тепла.

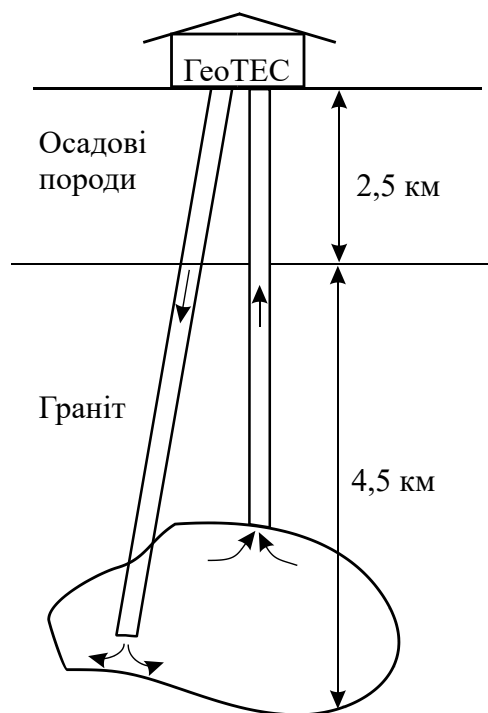


Рисунок 2.48 – Схема використання тепла природних порожнин



На жаль, такі водонепроникні порожнини в надрах Землі зустрічаються рідко і важко виявити. Запропоновано кілька способів створення штучних водопроникних порожнин: послідовне проведення вибухів потужних ядерних зарядів (організація вибухів вибухових речовин малоефективна і дорога), гідророзрив.

Організація ядерних вибухів, крім небезпеки, пов'язаної з постійною наявністю радіоактивних уламків, що утворилися під час цих вибухів, може викликати серію землетрусів. Тому цей спосіб поки що знаходиться на стадії вивчення.

Гідророзрив передбачає використання високонапірного насоса на поверхні землі для створення в свердловині тиску рідини, достатнього для розтріскування породи, утворення водонепроникних порожнин. Це стандартний метод підготовки нафтової чи газової свердловини.

Недоліком запропонованого способу вилучення тепла є інтенсивні мінеральні відкладення та корозія на поверхні трубопроводів.

Ефективне транспортування тепла з надр Землі з високою інтенсивністю може здійснюватися за допомогою спеціального пристрою – теплової труби.

### **2.4.3 Теплова труба**

Теплова труба є замкнутою системою, яка забезпечує високу теплопровідність за рахунок використання теплоти пароутворення рідини.

Вперше термін «теплова труба» був запропонований Г. М. Гровером та використаний в описі до патенту США та у статті «Пристрій, що має дуже високу теплопровідність». Гровер на одній із демонстрацій принципу дії теплової труби перед журналістами показав такий вражаючий досвід: один кінець теплової труби ввів у електричну дугу, другий кінець опустив у ємність із водою; вода миттєво закипіла, а поливаючи кінець труби рідким азотом – заморозив воду.

1964 року з'явилася перша фірма, яка розгорнула серійне виробництво теплових труб. У 1967 році теплова труба була вперше випробувана на космічному супутнику на навколосемній орбіті, а в 1968 році – вперше застосована для теплового регулювання супутника «Геос-Б» (дві теплові труби здійснювали зниження до мінімуму різниці температур між датчиками, розташованими в різних частинах супутника).

У наступні роки сфера застосування теплових труб різко розширилася: від авіації, радіоелектроніки та геліотехніки – до побутової техніки та кріохірургії. Це універсальністю застосування теплового поля у сучасної техніці у складі теплофізичних структур.

Основні досягнуті характеристики сучасних теплових труб: робочий діапазон температур 4...2300 °К, швидкість теплопередачі – звукова межа, потужність теплопередачі – до 20 кВт/см<sup>2</sup>, ресурс роботи – 20 000 год.

Таким чином, теплова труба, будучи високоефективною та надійною технічною системою, перекидає весь практично значущий для сучасної техніки діапазон температур. Теплопровідність навіть у найпростіших теплових трубах у сотні разів перевищує теплопередачу по мідному стрижню того самого діаметра.

Взагалі, теплові труби можуть мати довільну форму, але зазвичай при експериментальних дослідженнях і теоретичних аналізах розглядається труба у вигляді прямого циліндра (рис. 2.49). Всередину корпусу діаметром  $d_{mp}$  вводять невелику кількість рідини, утворюють вакуум (відкачують повітря) і герметизують. При підведенні тепла до зони випаровування 1 рідина переходить у пару, тиск насичення пари в цій зоні різко підвищується, пара 2 рухається вгору по центру труби в коридорі діаметром  $d_n$  в зону з меншим тиском, переходить в рідину в

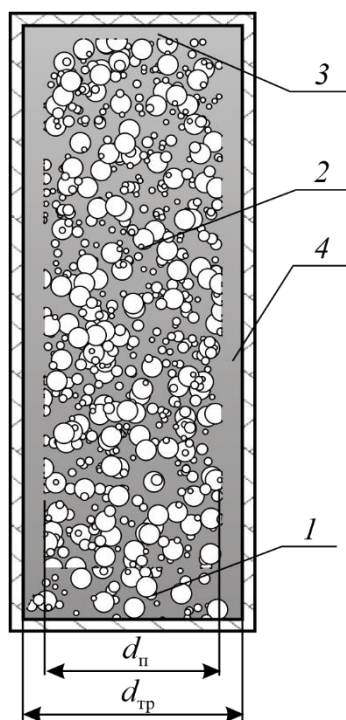


Рисунок 2.49 – Схема теплової труби

зоні конденсації 3 і конденсат 4 стікає по стінок вниз. Слід зазначити, що теплова труба здатна забезпечити більшу потужність теплопередачі навіть при малій різниці температур між його кінцями, так як прихована теплота пароутворення у рідин велика.

Теплова труба, в якій повернення конденсату в зону випаровування здійснюється під дією гравітаційного поля, називається **термосифоном**. Через свою особливість принципу роботи термосифон може працювати тільки тоді, коли зона випаровування знаходиться нижче за зону конденсації (тобто труба повинна розташовуватися вертикально або з невеликим ухилом).

Для забезпечення повернення конденсату в зону випаровування за будь-якої орієнтації теплової труби було запропоновано замінити гравітаційну силу капілярної, що виникає при змочуванні робочою рідиною капілярно-пористого матеріалу – гніт. Однак, класична теплова труба з використанням капілярного ефекту забезпечує незалежність положення зони випаровування в гравітаційному полі в обмежених умовах. Тому крім гравітаційних та капілярних сил у сучасних теплових трубах застосовують відцентрові, електростатичні, магнітні та інші види полів для повернення конденсату.

Найбільш поширений тип теплової труби складається із трьох елементів: корпус, робоча рідина, капілярно-пористий матеріал.

**Корпус** забезпечує ізоляцію робочої рідини від довкілля. Він повинен бути герметичним, витримувати перепад тисків між внутрішнім та зовнішнім середовищами, забезпечувати підведення теплоти до робочої рідини та відведення теплоти від неї. Виконувати його можна з жорстких (мідь, скло, бронза, алюмінієві сплави) та гнучких (пластмаса) матеріалів з будь-яким перетином (круглим або прямокутним). Мінімальний діаметр теплової труби повинен бути таким, щоб внутрішній діаметр зони транспорту пари виключав дію капілярних сил, тобто щоб паровий канал не перетворився на капілярний.

**Робоча рідина** забезпечує головну функцію системи та повинна мати точку фазового переходу рідина-пар у необхідному діапазоні робочих температур. Вона не повинна розкладатися при цих температурах, повинна мати досить велику приховану теплоту пароутворення, добре змочувати матеріал гніт і корпусу, мати низьке значення в'язкості

рідкої та парової фаз, високу теплопровідність і високий поверхневий натяг.

Великий поверхневий натяг рідини необхідний створення досить великого капілярного напору хорошої роботи проти сил гравітації. Для хорошого змочування корпусу та гніт рідина повинна мати крайовий кут змочування, близький до нуля. Чим вище прихована теплота пароутворення, тим менше рідини потрібно. Рідина з високою теплопровідністю зведе до мінімуму перепад температур між стінкою та поверхнею випаровування (тим менша ймовірність виникнення бульбашкового кипіння на межі гніту зі стінкою корпусу). Чим менша в'язкість рідини, тим менший гідравлічний опір її течії.

Залежно від інтервалу температур можуть бути використані різні речовини, наведені до рідкої фази: аміак ( $-60\dots+100^{\circ}\text{C}$ ), фреон-11 ( $-40\dots+120^{\circ}\text{C}$ ), ацетон ( $0\dots+120^{\circ}\text{C}$ ), вода ( $+30\dots+200^{\circ}\text{C}$ ) і т.п.

**Капілярно-пористий матеріал (гніт)** забезпечує створення капілярного напору для переміщення рідини з конденсатора у випарник та рівномірного розподілу її по всій зоні випаровування. До матеріалу пред'являються суперечливі вимоги: він повинен бути дрібнопористим для створення максимального напору і пористим для збільшення проникності (по рідині). У зв'язку з цим в умовах роботи проти сил гравітації практично не використовується теплова труба завдовжки більше 1 м. Шар капілярнопористого матеріалу вздовж стінок повинен бути товстим для збільшення витрати рідини і тонким для зменшення термічного опору гніту в радіальному напрямку.

Найчастіше використовують металеві сітки, металеві тканини саржевого плетіння, спечені металеві порошки, металева повсть.

Переваги теплової труби:

- 1) відсутність нагнітачів, тобто витрат за переміщення середовища;
- 2) герметичність, що дозволяє як робоче середовище використовувати агресивні речовини;
- 3) легкість регулювання;
- 4) висока теплопередача (в сотні разів більша, ніж у будь-якого металу).

Для нормальної роботи теплової труби необхідно, щоб режими роботи її елементів не досягали критичних величин. Перерахуємо деякі явища, що обмежують сферу роботи теплової труби.

**Зрив рідини.** Напрямки руху пари та рідини в тепловій трубі протилежні. Тому на поверхні розділу гніт – паровий потік на рідину діють дотичні напруги – можливий зрив крапель. Винесення крапель рідини настане тоді, коли швидкісний напір пари перевищить сили поверхневого натягу рідини. Встановлено, що чим тонша сітка (чим менше крок зволікань), тим менш ймовірним є віднесення крапель.

**Обмеження потужності теплової труби за в'язкістю.** При низьких температурах переважають сили в'язкості в паровому потоці: що вони вище, то менше швидкість пари і потужність теплопередачі. Встановлено, що для збільшення швидкості пари достатньо знизити тиск (в ідеалі до нуля) у зоні конденсації, тобто знизити температуру цього кінця теплової труби.

**Звукова межа.** Зниження тиску (температури) в зоні конденсації та підвищення температури в зоні випаровування як би збільшує «різницю потенціалів» між кінцями теплової труби, тим самим підвищуючи швидкість руху пари. Однак існує фізична межа – швидкість звуку, при досягненні якого вже ніяке збільшення «різниці потенціалів» не призводить до підвищення швидкості пари. Досягається стан, що зветься «замикання» каналу теплової труби. При цьому якщо продовжувати і надалі зменшувати температуру в зоні конденсації, то тепла труба втратить властивість ізотермічності – її довжиною буде спостерігатися значний градієнт температур.

**Капілярне обмеження** (обмеження зі змочування гніту). При зростанні теплового потоку в зоні випаровування повинен зростати приплив рідини гніт. Гранична величина припливу рідини залежить від типу конструкції гніту.

**Криза тепловіддачі.** Щільність теплового потоку не повинна перевищувати деякого значення, при якому може настати криза тепловіддачі (осушення гніту, коли капілярно-пористий матеріал не встигає подавати нові порції рідини в зону випаровування). Для неметалевих рідин характерно виникнення бульбашкового кипіння у гніті зони випаровування. Це ускладнює відведення пари, що утворюється на поверхні, що нагріває, через товщу гніту, а отже, обмежує потужність

теплопередачі (наприклад, межа потужності для води – 130 кВт/м<sup>2</sup>, для калію – 315 кВт/м<sup>2</sup>).

Для здійснення якісного тепlopостачання необхідно застосовувати регулювання теплової труби. Теплова труба допускає як двопозиційне (включено або вимкнено), так і плавне регулювання. Є такі способи регулювання теплопередачі теплової труби: дроселювання потоку конденсату, дроселювання парового потоку, зміна зовнішнього термоопору теплових труб, газове регулювання.

**Дроселювання потоку конденсату** здійснюється шляхом порушення безперервності капілярності пористого матеріалу (наприклад, перетисканням гніту). Так як конструктивне втілення цього способу регулювання досить складно, а можливості регулювання обмежені, то він не знайшов широкого практичного застосування.

**Дроселювання парового потоку** здійснюється звичайними клапанами, керованими термочутливими елементами за температурою пари або джерела. Цей спосіб набагато простіше, ніж дроселювання потоку конденсату. Однак діапазон плавного регулювання теплової труби шляхом дроселювання парового потоку невеликий і застосовується тільки при дуже низькому тиску теплоносія, коли великі відносні зміни втрати тиску в парі невеликі за абсолютною величиною в порівнянні з розташовується капілярним натиском. Якщо перепад тиску в клапані буде більшим, ніж капілярний тиск, то пара почне видавлювати рідину з гніт і проходити з випарника в конденсатор безпосередньо через фільтр. Отже, перепад температур, що відповідає максимальному капілярному натиску гніт, вичерпує діапазон регулювання.

**Зміна зовнішнього опору** теплових труб полягає в тому, що сама теплова труба по черзі підключається, то ізолюється від джерела або споживача тепла. Плавне регулювання теплопередавальної здатності труби цим способом конструктивно дуже складно і практично застосовується рідко.

**Газове регулювання** здійснюється шляхом введення в теплову трубу деякої кількості інертного газу, що не конденсує. Газ накопичується наприкінці зони конденсації, витісняючи звідти пару, отже, вимикає зайняту частину конденсатора з процесу передачі тепла. Частка довжини конденсатора, зайнята газом, залежить від фізичних властивостей газу та теплоносія, розмірів труби та кількості газу в ній, а також від температури. При збільшенні температури споживача тепла обсяг

газу збільшується, а поверхня теплообміну зменшується, тому температура пари в трубі залишається приблизно постійною. Таке регулювання називається пасивним.

Цей спосіб регулювання конструктивно здійснимо досить просто, відрізняється високою точністю регулювання та широким діапазоном. Тому він найбільше широко використовується на практиці.

#### **2.4.4 Підземні термальні води**

У земній корі існує рухомий та надзвичайно теплоємний енергоносіє – вода, яка відіграє важливу роль у тепловому балансі верхніх геосфер. Рідка вода існує лише до глибин 10...15 км, нижче за температури близько 700°C вода знаходиться виключно в газоподібному стані.

У будь-якій точці земної поверхні, на певній глибині, яка залежить від геотермічних особливостей району, залягають пласти гірських порід, що містять термальні води (гідротерми). «Гідротермальна оболонка» простежується по всій земній кулі, тільки на різній глибині. У районах сучасного вулканізму гідротермальна оболонка іноді виходить на поверхню. Тут можна виявити не тільки гарячі джерела, киплячі грифони та гейзери, а й парогазові струмені з температурою 180...200 °C та вище.

Температура підземних вод коливається у межах, обумовлюючи їх різноманітний хімічний і газовий склад. Їхня загальна мінералізація коливається від ультрапресних категорій (менше 0,1 г/л) до категорій надміцних розсолів (понад 600 г/л). Гідротерми містять у розчиненому стані різні гази: активні (агресивні), такі як вуглекислота, сірководень, атомарний водень, і малоактивні – азот, метан, водень.

У геотермальній енергетиці можуть бути використані майже всі види термальних вод: перегріті води – при видобутку електроенергії, прісні термальні води – у комунальному теплозабезпеченні, солонуваті води – у бальнеологічних цілях, розсоли – як промислова сировина.

Використання гарячих підземних вод людиною можливо за допомогою свердловин (глибинного буріння). Необхідно проводити буріння двох свердловини по одній звичайна холодна вода під тиском подається вниз до теплих гірських порід, по іншій вода, яка нагрілася та гаряча пара подається нагору. Нагріта вода та(чи) пара поступає в

теплообмінник де вона віддає тепло і в подальшому очищена перегріта пара спонукає турбоагрегати до руху. В результаті вироблюється електроенергія.

Для опалення та гарячого водопостачання житлових та виробничих будівель необхідна температура води не нижче 50...60°C. Найбільш раціональне використання термальних вод може бути досягнуто при їх послідовній експлуатації: спочатку в опаленні, а потім у гарячому водопостачанні. Але це становить деякі труднощі, тому що потреба в гарячій воді по порі року відносно постійна, тоді як опалення є сезонним.

При значній мінералізації термальних вод застосовуються двокоптурні схеми з проміжним теплообмінником, що унеможлиблює утворення інтенсивних відкладень у системах теплопостачання.

При використанні термальної води з низьким тепловим потенціалом (температура нижче 80 °C) потрібно до системи опалення включати додаткове джерело тепла (котлоагрегат або тепловий насос).

Використання гарячих підземних вод людиною можливо за допомогою свердловин (глибинного буріння). Необхідно проводити буріння двох свердловини по одній звичайна холодна вода під тиском подається вниз до теплих гірських порід, по іншій вода, яка нагрілася та гаряча пара подається нагору. Нагріта вода та(чи) пара поступає в теплообмінник де вона віддає тепло і в подальшому очищена перегріта пара спонукає турбоагрегати до руху. В результаті вироблюється електроенергія.

**Геотермальна енергетика** – виробництво теплової енергії та електроенергії, за рахунок теплової енергії, що міститься в надрах землі. Головна перевага геотермальної енергетики є практична невичерпність джерел енергії та повна їх незалежність від навколишнього середовища, часу доби та пори року. Використовується декілька різновидів влаштування ГеоТЕС, вид яких залежить від того, яке джерело геотермальної енергії використовується.

Зазвичай термальні води містять в своєму складі велику кількість солей різних металів (свинцю, цинку, миш'яку та інш.) та багато активних хімічних та органічних сполук. Наявність в складі води таких елементів які можуть забруднити навколишнє середовище, що робить неможливим скидання опрацьованих вод в розташовані на поверхні



джерела води. Однією з значущих проблем при використанні термальних вод є необхідність повернення води яка пройшла технологічний процес назад до підземних пластів.

#### 2.4.5 Класифікація геотермальних ресурсів

Відповідно до критеріїв ІЕА (International Energy Agency), є 5 типів носіїв тепла в геотермальній енергетиці:

1. суха пара;
2. волога пара (яка складається з гарячої води та пари);
3. геотермальні води (гаряча вода або вода та пара);
4. сухі гарячі кам'яні породи, розігріті магмою;
5. магма.

Для отримання електроенергії використовують води з температурою від 35°C та більше. За температурною шкалою та потенціалом геотермальні води поділяються на (табл. 2.8):

**Таблиця 2.8 – Поділ геотермальної води за температурною шкалою та потенціалом**

Класи по потенціалу	Класи по температурі	Температура води
Низькопотенціальні	(слаботермальні)	до + 40 °C
	термальні, – (субтермальні води)	40...60 °C 35...70 °C
Середньопотенціальні	теплоенергетичні води (високотермальні)	80...120 °C 60...100 °C
Високопотенціальні	парогідротермальні (перегріті)	200...300 °C понад + 100 °C
	гідротермальні	20...400 °C

- низькопотенційне тепло Землі на глибині до сотень метрів:
- субтермальні води (35 до 70 °C) використовуються для систем опалення чи гарячого водопостачання за допомогою pomp. Ефективність залежить від температури води.

Теплоенергетичні води (80...120 °C). Знаходять використання для генерації електроенергії за допомогою бінарних станцій замкнутого типу (основний носій – легко закипаючі гази). Використовується по перше для виробництва електрики, по друге – для забезпечення населення та промисловості гарячою водою та опаленням:

- гідротермальні (20...400 °C) – тепла або гаряча вода, що міститься в пустотах та порах порід;

– парогідротермальні – пара та суміші пари та води (параводні суміші) використовуються для виробітку електрики в турбінних генераторах, (температура 200...300 °С). Найбільша кількість таких джерел розташовані в зонах розломів чи зсуву тектонічних плит (Ісландія, Камчатка, Японія, Курильські острови, Мексика, Центральна Америка, Чилі, Нова Зеландія та узбережжя Тихого океану;

– петрогеотермальні – водонепроникні сухі та водовмісні гірські породи нагріті магмою до високих температур;

– магма (розплавлені гірські породи температурою близько до 1200...1400 °С).

За іншими показниками геотермальні води поділяються за кислотністю, рівнем мінералізації, жорсткістю, газовим складом та газонасиченістю (табл. 2.9).

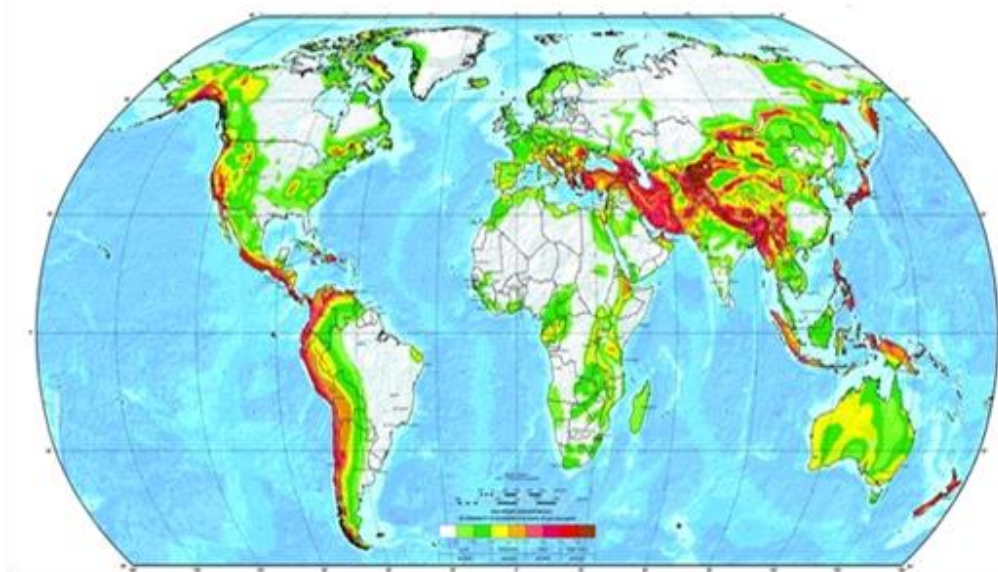
**Таблиця 2.9 – Поділ геотермальних вод за різними показниками**

За мінералізацією, г/л	За жорсткістю, мг-екв/л	За кислотністю, рН	За газовим складом	За газонасиченістю
ультрапресні до 0,1	дуже м'які <1,2	сильнокислі до 3,5	сірководневі	слабка до 100 мг/л
прісні 0,1...1,0 г/л	м'які 1,2...2,8	кислі 3,5...5,5	сірководнево-вуглекислі	середня 100...1000 мг/л
слабосолонуваті 1,0...3,0 г/л	середні 2,8-5,7	слабокислі 5,5...6,8	вуглекислі	висока понад 1000 мг/л
сильно солонуваті 3,0...10,0 г/л	жорсткі 5,7-11,7	нейтральні 6,8...7,2	азотно-вуглекислі	
солоні 10,0...35,0 г/л	дуже жорсткі понад 11,7	слаболужні 7,2...8,5	метанові	
розсільні понад 35,0 г/л		лужні понад 8,5	азотно-метанові	
			азотні	

#### **2.4.6 Потенціал геотермальної енергії в світі та в Україні**

Райони виходу на поверхню тектонічних плит та горні масиви – не мають близьких до поверхні термальних вод. На ділянках занурення фундаментів – до 40°С, у передгірних западинах – до 100°С. Вулканічні зони є зонами з найбільшою температурою. Температура порід і вод, що містяться в них, залежить від глибини залягання і від близькості до центрів геотермічної активності (розломи, виходи магми, гейзери, вулкани тощо).

Досвід використання геотермальної енергії набули ряд країн такі як Ісландія, Італія, Нова Зеландія, Угорщина, США, Японія та інші. Так наприклад, Ісландія використовувала геотермальні джерела енергії вже з початку двадцятого сторіччя. Зараз в Ісландії виробляють електрику п'ять геотермальних електростанцій Несьяветлір (120 МВт), Рейк'янес (100 МВт), Хеллішейрі (303 МВт), Крафла (60 МВт) та Сварценгі (46,5 МВт) встановленої потужності 630 МВт. Забезпечення населення та промисловості гарячою водою та опаленням за допомогою геотермальної енергії в цій країні досягає 90...95 %. На рис. 2.50 наведено поширення термальних вод у світі.



**Рисунок 2.50 – Поширення термальних вод у світі.**

Україна має значні ресурси геотермальної енергії, загальний потенціал яких в програмі державної підтримки розвитку нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії та малої гідро- та теплоенергетики оцінюється величиною  $438 \cdot 10^6$  кВт·год на рік, що еквівалентно запасам палива в обсязі  $50 \cdot 10^6$  т.у.п.

Геотермальні ресурси України представляють собою перш за все термальні води і тепло нагрітих сухих гірських порід. Крім цього, до перспективних для використання в промислових масштабах можна віднести ресурси нагрітих підземних вод, які виводяться з нафтою та газом діючими свердловинами нафто-газових родовищ.

Досить перспективним напрямком енергозберігаючої технологічної політики, що дозволяє забезпечити значну економію традиційного

палива, с використання геотермальної енергії для опалення, водопостачання і кондиціонування повітря в житлових та громадських будинках і спорудах в містах і сільській місцевості, а також технологічне використання глибинного тепла Землі в різних галузях промисловості і сільського господарства.

Найбільш поширеним і придатним в даний час до технічного використання джерелом геотермальної енергії в Україні є геотермальні води, прогнозний енергетичний потенціал яких представлено в атласі.

Подальша стратегія розвитку геотермальної енергетики в Україні полягає в першочерговому розвитку найбільш підготовлених до практичної реалізації технологій геотермального теплопостачання населених пунктів і сільськогосподарських об'єктів та в частковому переорієнтуванню науково-технічної бази існуючих геологорозвідувальних та нафтодобувних організацій, завантаження яких знижено внаслідок виснаження в Україні запасів нафти та газу.

Одним із перспективних напрямів розвитку геотермальної енергетики є створення комбінованих енерготехнологічних вузлів для отримання електроенергії, теплоти та цінних компонентів, що містяться в геотермальних теплоносіях. З точки зору екології негативний вплив на оточуюче середовище при експлуатації геотермальних родовищ значно менший, ніж при застосуванні традиційних енергосистем.

Новітні технології дозволяють звести негативний вплив, що виникає при експлуатації геотермальних джерел енергії, до мінімуму. Оцінки, зроблені рядом організацій, показали, що розвиток систем геотермального теплопостачання дозволить не тільки економити органічне паливо, але й спрощувати вирішення екологічних проблем для створення сприятливих санітарних та житлових умов життя і праці населення. В табл. 2.10 наведено потенціал геотермальної енергії в Україні.

По оцінкам експертів Україна в західних та центральних областях має енергетичний потенціал для будівництва геотермальних електростанцій видобуваючих більше 50 млрд кВт-год на рік. За прогнозами на теренах України можна видобувати більш за 90 млрд кВт-год геотермальної енергії яка еквівалентна 10 млрд кубометрів природнього газу. Експерти оцінюють річний технічний потенціал геотермальної енергії в 12 млн. т. у. п., що наявно демонструє перспективність розвитку цього напрямку в Україні.

На Україні знаходяться джерела геотермальної енергії високоперспективні для подальшої розробки: обриси Дніпровсько-Донецької западини, Преддобруджінський, Передкарпатський та Закарпатський тектонічні прогини земної кори. Перспективними вважаються: Карпати, Дніпровсько –Донецька западина та Передкарпаття.

**Таблиця 2.10 – Потенціал геотермальної енергії в Україні**

№ п/п	Області	Кількість теплоносія, що видобувається при експлуатації з підтримкою пластового тиску, тис. м <sup>3</sup> /добу	Тепловий потенціал термальних вод, МВт	Річна економія, тис. т.у.п.
1	Вінницька	0	0	0
2	Волинська	0	0	0
3	Дніпропетровська	0	0	0
4	Донецька	0	0	0
5	Житомирська	0	0	0
6	Закарпатська	239,4	490	510
7	Запорізька	0	0	0
8	Івано-Франківська	0	0	0
9	Київська	0	0	0
10	Кіровоградська	0	0	0
11	Луганська	0	0	0
12	Львівська	0	0	0
13	Миколаївська	1620	2820	1900
14	Одеська	1350	2350	1600
15	Полтавська	5,9	9,2	9,9
16	Рівненська	0	0	0
17	Сумська	4,2	15,8	17
18	Тернопільська	0	0	0
19	Харківська	0,4	1,3	1,4
20	Херсонська	2430	4230	2900
21	Хмельницька	0	0	0
22	Черкаська	0	0	0
23	Чернівецька	0	0	0
24	Чернігівська	37,2	58,3	62,7
25	АР Крим	21600	37600	25600
<b>ВСЬОГО</b>		<b>585,4</b>	<b>47574,6</b>	<b>32601</b>

Український щит та інші території України вважаються потенційно перспективними. Наприклад у Закарпатті на глибинах 5...6 кілометрів температура досягає 230...275°C, а біля села Залужжя на глибині 4 км температура досягає +200°C.

Все це свідчить що те що на Україні достатньо геотермальних ресурсів для створення десятків геотермальних електростанцій і

тепличних комплексів на їх основі. Проте зараз в Україні немає великих діючих ГеоТЕС. (введено до експлуатації дев'ять невеликих геотермальних установок загальною потужністю 10,6 МВт).

## 2.4.7 Методи та засоби перетворення геотермальної енергії

### *Пряме використання геотермальної енергії*

ГеоТЕС можна розділити за методами перетворення геотермальної енергії в електрику на три основні типи в залежності від температури та стану носія (вода або пара):

- станції які працюють на родовищах сухої пари (наприклад The Geysers, Північна Каліфорнія);
- станції у вулканічних районах які працюють на родовищах пароводяної суміші, яка закачується з природних колекторів (глибиною 0.3...5 км). Потужність свердловин 3...5 МВт;
- станції з безпосереднім використанням природної пари та конденсаційною турбіною.
- станції з пароутворювачем, які працюють на родовищах гарячої води під тиском;
- станції з бінарним циклом, в яких геотермальна теплота передається вторинній легко киплячій рідині (ізобутану, фреону або тощо).

**Сухі парові установки** використовують в основному пару. Пара подається прямо в турбіну, яка під'єднана до генератора електричної енергії, далі на скидання або після конденсації знову в робочу зону (рис. 2.51). Найстаріший тип таких установок (1904, Лардарелло, Італія).

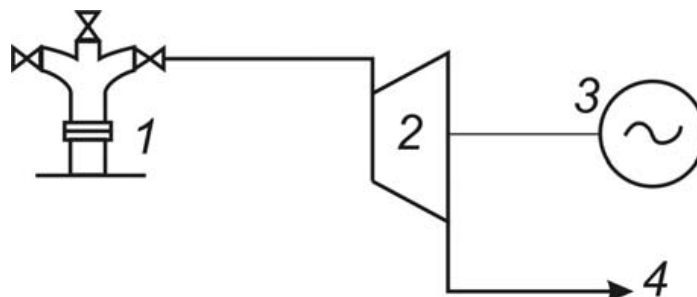
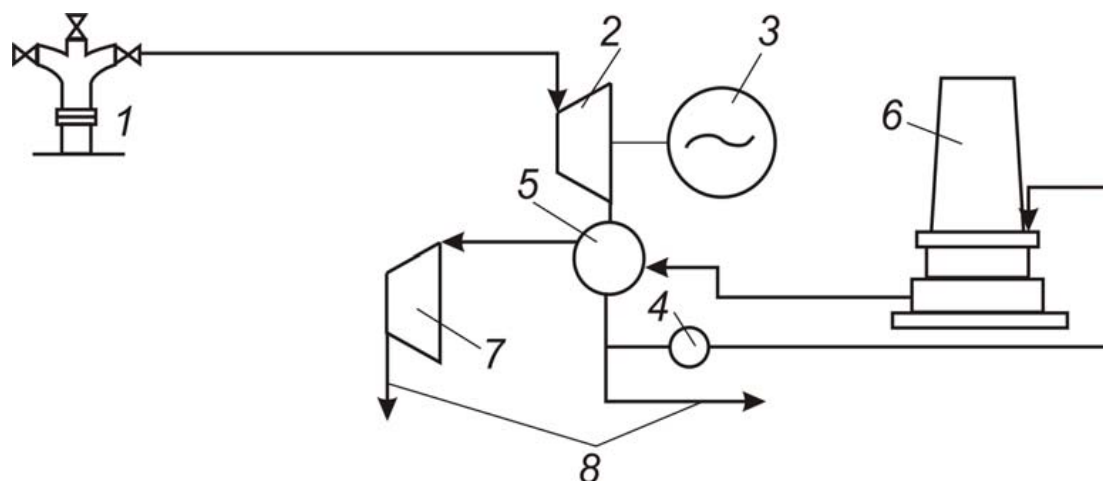


Рисунок 2.51 – Схема геотермальної електростанції з безпосереднім використанням природної пари:

- 1 – свердловина; 2 – турбіна; 3 – генератор;
- 4 – вихід в атмосферу чи до споживача

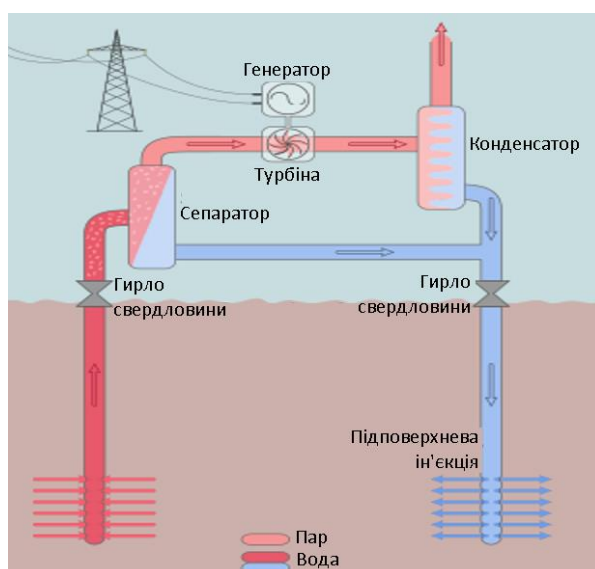
Вони приваблюють невеликою ціною – складається тільки з турбіни та генератора (може бути пересувними). Наприклад: Італія, потужність 16 МВт (4x4 МВт), 8 свердловин або Каліфорнія, район Великих Гейзерів, діє 15 установок, потужністю понад 900 МВт (вважається найбільшим джерелом геотермальної енергії).

*ГеоТЕС з безпосереднім використанням природної пари та конденсаційною турбіною* (рис. 2.52) зараз знаходять найбільше застосування: конденсат відпрацьованої пари направляється для охолодження в градирню і далі використовується для охолодження нової відпрацьованої пари. Приклад: Лардерелло-3 (Італія): 4 генератори по 26 МВт; 2 – по 9 МВт (покриття власних навантажень).



**Рисунок 5.52 – Схема геотермальної електростанції з безпосереднім використанням природної пари та конденсаційною турбіною:**  
**1 – свердловина; 2 – турбіна; 3 – генератор; 4 – насос; 5 – конденсатор;**  
**6 – градирня; 7 – компресор; 8 – скид**

*Парова електростанція миттєвого випаровування* (станції з пароперетворювачем). Такі електростанції (рис. 2.53) працюють на гарячій воді яка знаходиться під значним тиском. Вода з свердловин при температурі нижче 180 °С під високим тиском подаються до резервуару низького тиску. Зниження тиску призводить до швидкого перетворення рідини в пар. Пара діє на турбогенераторну установку, яка виробляє електрику.

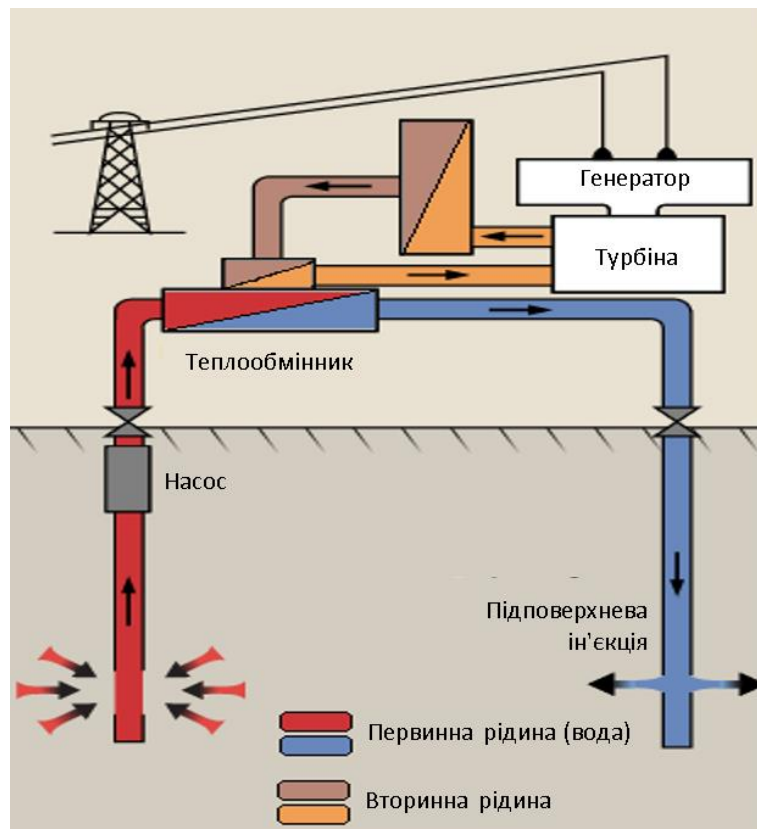


**Рисунок 5.53 – Станція з пароперетворювачем на родовищі гарячої води. (Паровий цикл миттєвого випаровування) [6]**

Конденсаційна турбіна з пароперетворювачем використовує вторинну пару. Такі станції вигідні в випадку, де первинна, природна пара має великий вміст газів та знаходиться під високою температурою. Схеми електростанції: природна пара зі свердловини поступає в пароперетворювач і віддає своє тепло вторинному теплоносію. Далі чиста вторинна пара спрямовується до конденсаційної турбіни, а відпрацьована в конденсатор. Газы, які містяться в парі та не змогли конденсуватися після пароперетворювача скидаються в атмосферу або спрямовуються на хімічні заводи. Недоліком схеми є зниження температури та тиску пари перед турбіною. В порівнянні з електростанціями, що безпосередньо використовують пару, втрати пари тут менше на 30%. Геотермальна електростанція, що працює за цією схемою, дозволяє повністю відділити та спрямувати до промисловості всі хімічні речовини, що містяться в природній парі.

**Електростанція з бінарним циклом.** Геотермальні електростанції бінарного типу використовують геотермальні ресурси з температурою нижчою за інші типи (прямого перетворення та з пароперетворювачем). Це надає змоги використовувати видобуток геотермальної електроенергії в більшості країн світу. Бінарні геотермальні електростанції (рис. 2.54) відрізняються від інших систем (вторинної та сухої пари) тим що геотермальний теплоносій та робочий теплоносій турбогенераторів розділено.





**Рисунок 2.54 – Станція з бінарним циклом  
(рідкий бутан - темно-коричневий; випарений бутан - світло-коричневий)**

Низькотемпературні (нижчі  $180^{\circ}\text{C}$ ) геотермальні теплоносії проходять через теплообмінник де віддають «бінарним» (вторинним) теплоносіям своє тепло. Вторинна робоча рідина (легкокипляча) характеризується низькою температурою кипіння, тепло від первинного теплоносія змушує перетворитися на пару легкокиплячу рідину. Отримана в такий спосіб пара приводить у дію турбогенератори, що виробляють електрику. Переваги такої технології в тому що первинний теплоносій з високою температурою та вмістом хімічно активних реагентів віддає тепло вторинному хімічно нейтральному теплоносію, який спрямовується до турбогенератора.

#### **2.4.8 Переваги та недоліки геотермальної енергетики**

##### **Переваги:**

- використання практично невичерпного, відновлюваного джерела енергії;
- геотермальна енергетика в своїй основі значно чистіша та екологічніша за енергетику викопних джерел енергії;

- практично не забруднює атмосферу, не потребує великих площ (350...450 м<sup>2</sup> для 1 ГВт виробленої електроенергії);
- низьке водоспоживання по відношенню до атомних і теплових електростанцій.

#### **Недоліки:**

- на стадії буріння та експлуатації свердловин – захаращення довкілля та ґрунтових вод.
- теплове забруднення атмосфери (викиди пара, скид теплої води), хімічне забруднення ґрунтів та води, шумове забруднення.
- при роботі на термальній воді, яка містить багато хімічних речовин та сполук існує проблема куди дівати таку скидну воду. Термальні пара та вода мають в своєму складі: ртуть, миш'як, аміак, похідні сірки та інші сполуки. Якщо не вилучати ці складові то вони можуть спричинити корозію водогонів та парових труб ГеоТЕС та будуть засмічувати довкілля. Рішення цієї проблеми в закачуванні цієї води назад через нагнітальну свердловину.

#### **2.4.9 Комбіновані геотермальні теплоелектричні станції**

Розвиток геотермальної енергетики напряму зв'язано з використанням комбінованих схем для і вироблення електричної енергії, теплої води, опалення на теплових електростанціях та при застосуванні спеціального обладнання можна виробляти навіть холод. Використання таких комбінованих систем при перетворенні такої геотермальної енергії в декілька разів підвищує ККД та дає змогу використовувати теплоносії низької температури

Одним із інноваційних напрямків в геотермальної енергетиці є використання циркуляційних безвідходних систем які використовуються для опалення та гарячого водопостачання. Такі системи мають змогу брати теплоносій на не великих глибинах 150...250 метрів. Холодна вода закачується по свердловині до теплої породи, яка її нагріває, а потім по іншій свердловині тепла вода виводиться на поверхню. Експлуатація таких станцій на 50...65 відсотків менше ніж на ТЕЦ на викопному паливі. Окупається така станція за 5...10 років в залежності від її величини. Апробовані такі станції в США, видобуток біля 4.2 ГВт.

## 2.5 Енергія води малих річок

Гідроенергетикою називають галузь енергетики, що використовує енергію падаючої води (енергія річок). Крім гідроенергетики, водними джерелами енергії є хвилі та припливи. Утилізація енергії річок здійснюється на гідроелектростанціях (ГЕС) за допомогою турбін.

Гідроенергетика є найбільш розвиненою галуззю енергетики на відновлюваних джерелах енергії. Нетрадиційні відновлювані джерела електроенергії, такі, як енергія сонця, вітру, геотермальних вод, не можуть, принаймні на цей час, успішно конкурувати з малими ГЕС, які вирізняються більшою вивченістю, меншими питомими капіталовкладеннями, відпрацьованою технологією виробництва енергетичного устаткування, більш простою і дешевою експлуатацією. Крім того, перераховані джерела енергії, навіть, можливо, більшою мірою, ніж річки, прив'язані до конкретних географічних районів, і можливість їх використання передбачає наявність близько розташованого споживача.

При зіставленні малих ГЕС з іншими традиційними джерелами децентралізованого електропостачання нині виділяють такі їхні переваги:

- доступність і відновлюваність дешевого джерела енергії;
- відома технологія виробництва обладнання та будівельних робіт, яка не становить складнощів;
- проста експлуатація, що включає можливість повної автоматизації обслуговування;
- мінімальний негативний вплив на навколишнє середовище;
- поліпшення водообміну та аерації води і, як наслідок, поліпшення кисневого режиму і підвищення біологічної активності річки;
- можливість будівництва ГЕС на основі наявних спеціалізованих водогосподарських систем (судноплавних, іригаційного водопостачання, очисних, риборозведення, розведення водоплавної птиці тощо).

Порівняно з тепловими електростанціями ГЕС мають такі переваги:

- відновлюваність (невичерпність) енергоресурсів річок;
- відносно низька собівартість електроенергії, що виробляється на ГЕС (приблизно у 8 разів менше, ніж на теплових електростанціях);

– термін служби механічного обладнання на гідроелектростанціях більш ніж утричі більший, порівняно з обладнанням на теплових електростанціях (близько 50 років). Це зумовлено рівномірністю режиму роботи та відсутністю екстремальних температур та інших навантажень;

– відсутність викидів шкідливих речовин в атмосферу;

– висока маневреність ГЕС у процесі забезпечення споживачів електроенергією, що дає змогу виробляти дорожчу пікову електроенергію.

Водночас використання енергії водотоків малими ГЕС може стримуватися такими негативними обставинами – залежністю вироблення електроенергії ГЕС від гідрологічних і метеорологічних умов. Створення ГЕС пов'язане з великими питомими первинними витратами (капітальним вкладанням), які на 1 кВт потужності у два і більше разів вищі за такі в теплових електростанціях. Можливий також негативний вплив водосховищних ГЕС на навколишнє природне середовище та умови проживання людей у зонах впливу. Це проявляється, насамперед, у затопленні та наслідках підтоплення земель.

Гідроелектростанція складається з таких основних елементів (рис. 2.55): водосховища (верхній б'єф) 1, напірного водоводу 2, гідротурбіни 3, електрогенератора 4, відсмоктувальної труби 5, нижнього б'єфа 6.

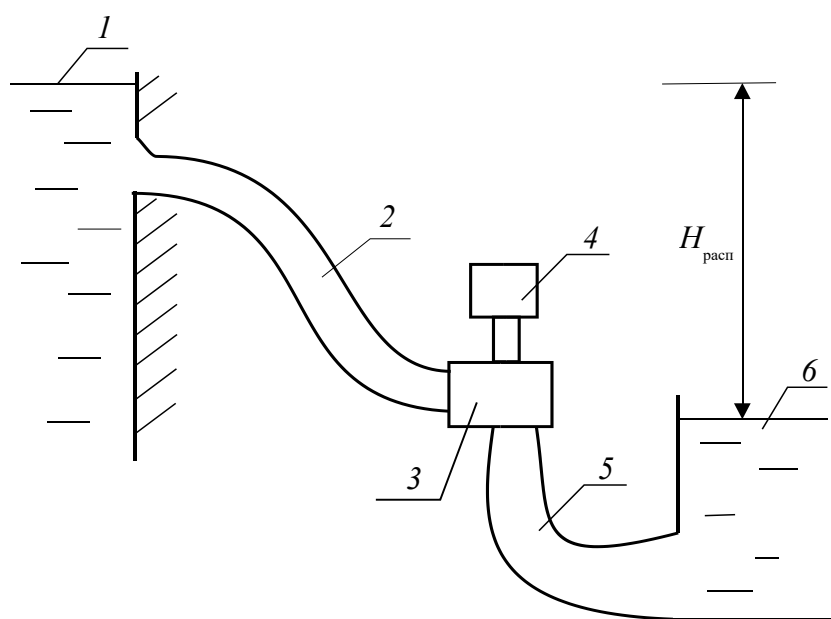


Рисунок 2.55 – Принципова схема ГЕС

У загальному випадку водосховище є джерелом потенційної енергії і створюється за допомогою греблі, що дає змогу забезпечити стабільну витрату води через турбіну. Водосховище і напірний водовід є найдорожчими елементами гідроелектростанції. Діаметр водоводу не може бути занадто маленьким, оскільки при цьому зростуть втрати на тертя.

Первинним джерелом енергії для малої гідроенергетики є гідропотенціал малих річок; верхня межа потужності гідроенергетичного обладнання становить 30 МВт. Згідно міжнародної класифікації за нормативом ООН, до малих гідроелектростанцій (МГЕС) відносять гідроелектростанції потужністю від 1 до 30 МВт, до мініГЕС – від 100 до 1000 кВт, до мікроГЕС – не більше 100 кВт.

### **2.5.1 Гідроенергетичні ресурси України**

Україна має потужні ресурси гідроенергії малих річок - загальний гідроенергетичний потенціал малих річок України становить біля 12,5 млрд. кВт·год., що складає біля 28% загального гідропотенціалу всіх річок України. Створено базу даних по розподілу енергетичного потенціалу малих річок областями України. Коливання осереднених даних за загальним потенціалом в Україні досить незначні, тоді як дані за технічним та доцільно – економічним потенціалами малих річок потребують уточнення – в звичайних ситуаціях не менше одного разу в 5 років, а в виняткових випадках – щорічно. Головною перевагою малої гідроенергетики є дешевизна електроенергії, генерованої на гідроелектростанціях; відсутність паливної складової в процесі отримання електроенергії при впровадженні малих гідроелектростанцій дає позитивний економічний та екологічний ефект.

При використанні гідропотенціалу малих річок України (табл. 2.11) можна досягти значної економії паливно-енергетичних ресурсів, причому розвиток малої гідроенергетики сприятиме децентралізації загальної енергетичної системи, чим усуне ряд проблем як в енергопостачанні віддалених і важкодоступних районів сільської місцевості, так і в керуванні гігантськими енергетичними системами; при цьому вирішуватиметься цілий комплекс проблем в економічній, екологічній та соціальній сферах життєдіяльності та господарювання в сільській місцевості, в тому числі і районних центрів.

**Таблиця 2.11 – Гідроенергетичний потенціал малих рік України**

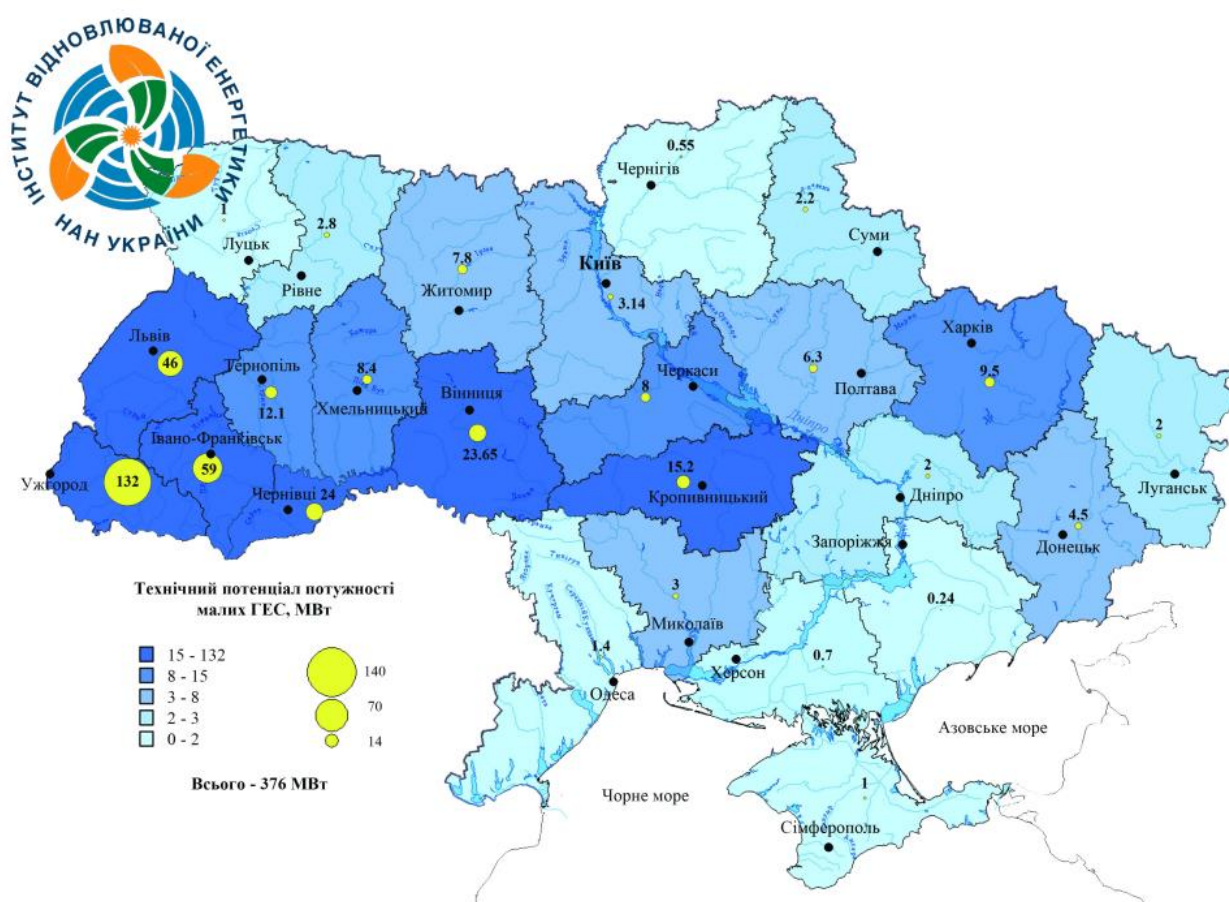
№ п/п	Області	Гідроенергетичний потенціал		
		Загальний потенціал	Технічний потенціал	Доцільно-економічний потенціал
1	Вінницька	360	238	108
2	Волинська	115	76	35
3	Дніпропетровська	101	67	30
4	Донецька	189	125	57
5	Житомирська	336	222	101
6	Закарпатська	4532	2991	1357
7	Запорізька	51	33	15
8	Івано-Франківська	399	263	120
9	Київська	200	132	60
10	Кіровоградська	170	112	51
11	Луганська	436	288	131
12	Львівська	1814	1197	544
13	Миколаївська	157	104	47
14	Одеська	38	25	11
15	Полтавська	396	261	119
16	Рівненська	304	201	91
17	Сумська	298	197	89
18	Тернопільська	427	282	128
19	Харківська	268	177	80
20	Херсонська	2	2	1
21	Хмельницька	304	200	91
22	Черкаська	331	219	99
23	Чернівецька	884	583	265
24	Чернігівська	178	118	54
25	АР Крим	211	139	63
	<b>Всього</b>	<b>12501</b>	<b>8252</b>	<b>3747</b>

Малі ГЕС, міні– та мікроГЕС можуть стати потужною основою енергозабезпечення для всіх регіонів Західної України, а для деяких районів Закарпатської та Чернівецької областей – джерелом повного самоенергозабезпечення.

За результатами проведених наукових досліджень в ІВЕ НАН України з урахуванням чинної нормативно-правової бази в електроенергетичній та природоохоронній сферах, технічний потенціал малих річок знаходиться на рівні 1270 млн. кВт·год/рік (375 МВт встановленої потужності малих ГЕС). З них не освоєно біля 1000 млн. кВт·год/рік. Найбільші значення технічного потенціалу зосереджені в областях:

Закарпатська (35%), Івано-Франківська (16%), Львівська (12%), Чернівецька (6%), Кіровоградська (4%), Тернопільська (3%). Найменші значення притаманні областям: Одеська (0,37%), Волинська (0,27%), Херсонська (0,18%), Чернігівська (0,16%), Запорізька (0,05%), (рис. 2.56, [1]).

Згідно Закону України № 601-VI до малих гідроелектричних станцій (ГЕС) відносять станції, що виробляють електричну енергію в результаті перетворення механічної енергії потоку води в електроенергію, встановлена потужність яких не перевищує 10 МВт. Станом на середину 2019 року в Україні знаходилися в експлуатації 156 малих ГЕС.



**Рисунок 2.56 – Технічний потенціал малих ГЕС [1]**

Загальна встановлена потужність біля 102 МВт із середньорічним обсягом виробництва електроенергії у межах 225...255 млн. кВт·год/рік.

## 2.5.2 Режими роботи та принципові схеми малих ГЕС

Малі ГЕС поділяються за принципом виробництва: для постачання електроенергії ізольованим споживачам або підключеним до енергосистеми.

До малих ГЕС, призначених для роботи в енергосистемах, висуваються загальні вимоги щодо якості вироблюваної енергії та щодо участі в покритті добового графіка навантаження.

У разі неможливості підключення малої ГЕС до великої енергосистеми економічно доцільним є об'єднання дрібних джерел електроенергії в місцеві енергосистеми. Створення таких енергосистем дає змогу повніше використовувати енергоресурси; підвищити надійність і якість енергопостачання; знизити будівельні та експлуатаційні витрати завдяки концентрації підсобних підприємств і скорочення обслуговуючого персоналу.

Водосховища малих ГЕС повинні мати економічно доцільні корисні обсяги з невеликою висотою спрацювання. За наявності водосховища хоча б добового регулювання режим роботи ГЕС визначається вимогою одержання максимальної потужності або виробітку в період покриття піку графіка навантаження енергосистеми або ізольованого споживача. За допомогою добового регулювання стоку ступінь використання водотоку в період піку може досягати 90% і більше.

Режим роботи малих ГЕС, споруджених при наявних греблях неенергетичного призначення, визначається режимом водоспоживання основного споживача (зрошення, водопостачання тощо). Очевидно, у більшості випадків вироблення електроенергії такою ГЕС носитиме сезонний характер з основним виробництвом у літні місяці, кількість годин використання встановленої потужності при цьому не перевищуватиме 1500...2500 на рік. Такий режим роботи не завжди сприятливий для споживачів електроенергії.

Будівництво малих ГЕС є рентабельним і в тому разі, якщо споживач уже підключений за допомогою лінії електропередачі до наявної енергосистеми. За дефіциту води в річці споживач отримує електроенергію з енергосистеми, а за наявності достатньої кількості води повністю задовольняє свої потреби в електроенергії за рахунок малої ГЕС, а надлишок виробітку повертає в енергосистему.



За схемою використання водних ресурсів ГЕС поділяють на гребневі та дериваційні. Можливе одночасне (комбіноване) використання цих споруд в одній схемі.

**Гребельна схема** створення напору передбачає підняття рівня води в річці (у верхньому б'єфі) шляхом зведення греблі. Утворене при цьому водосховище дає змогу перерозподілити стік річки в часі. При цьому неминуче деяке затоплення долини річки. У разі спорудження декількох гребель (каскаду) на тій самій ділянці річки площа затоплення зменшується. На рівнинних річках висота греблі обмежується найбільшою економічно допустимою площею затоплення. Гребельні ГЕС будують на рівнинних багатоводних річках.

Гребельні ГЕС поділяють на руслові, пригребельні та на обвідному каналі. У **руслової ГЕС** будівля з розміщеними в ній гідроагрегатами слугує продовженням греблі й разом із нею створює напірний фронт (рис. 2.57, *а, б*). При цьому з одного боку до будівлі ГЕС примикає верхній б'єф, а з іншого – нижній б'єф. Підвідні спіральні камери гідротурбін своїми вхідними перетинами закладаються під рівнем верхнього б'єфа, вихідні ж перетини відсмоктувальних труб занурені під рівнем нижнього б'єфа. У разі розташування будівлі ГЕС у руслі річки (рис. 2.57, *а*) вона входить до складу підпірних споруд і сприймає тиск води з боку верхнього б'єфа. Висота будівлі визначається напором, тому такі компоновання ГЕС використовують, як правило, за напору до 2.5...6 м. Обставинами, що збільшують капіталовкладення в будівництво малих ГЕС із розташуванням будівлі в руслі річки, є необхідність зведення перемичок, забезпечення постійного на час будівництва водовідливу з котловану, складність пропуску будівельних витрат і перекриття русла річки.

До складу споруд руслової ГЕС, крім глухої греблі, входять будівля ГЕС і водоскидні споруди (водозливна гребля, судноплавний шлюз або суднопідйомник, рибопропускна споруда, водозабірна споруда для водопостачання). У руслових ГЕС іноді єдиною спорудою, що пропускає воду, є будівля ГЕС. У цих випадках вода, що корисно використовується, послідовно проходить вхідний перетин зі сміттєзатримувальними ґратами, спіральну камеру, гідротурбіну, відсмоктувальну трубу,

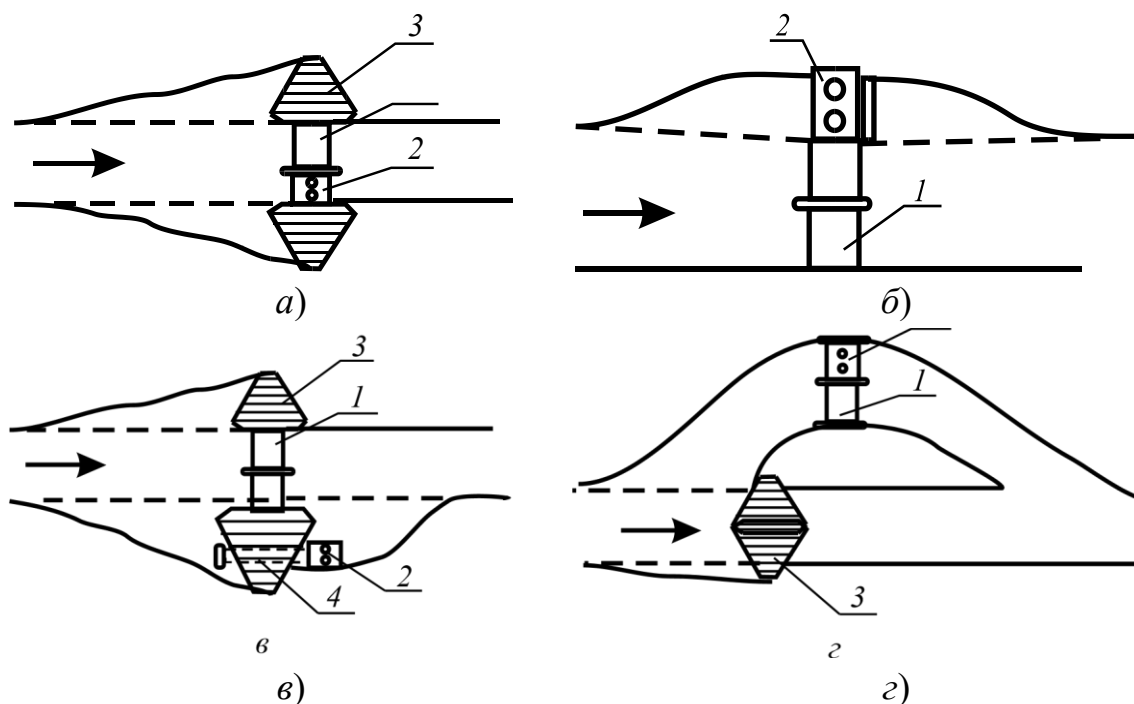


Рисунок 2.57 – Принципові схеми малих ГЕС: *а, б* – руслова; *в* – приплотинна; *г* – будівля ГЕС розташована на обвідному каналі; 1 – водозливна гребля; 2 – будівля ГЕС, 3 – глуха гребля; 4 – турбінний водовід

а спеціальними водоводами між сусідніми турбінними камерами відбувається скидання паводкових витрат річки. На великих рівнинних річках основне русло перекривається земляною і бетонною водозливною греблею, до яких примикає будівля ГЕС (рис. 2.57, б).

За більш високих напорів виявляється недоцільним передавати на будівлю ГЕС гідростатичний тиск води. У цьому разі застосовується тип приплотинної ГЕС, у якої напірний фронт на всьому протязі перекривається греблею, а будівля ГЕС розташовується за греблею, примикає до нижнього б'єфу (рис. 2.57, в). До складу гідравлічної траси між верхнім і нижнім б'єфом ГЕС такого типу входить глибинний водоприймач зі сміттєзатримувальними ґратами, турбінний водовід, спіральна камера, гідротурбіна, відсмоктувальна труба. Як додаткові споруди до складу вузла можуть входити судноплавні споруди і рибоходи, а також додаткові водоскиди. У разі підведення води до гідротурбін спеціальними напірними водоводами машинна будівля не сприймає тиску води з боку верхнього б'єфа. Подібна схема є звичайною для малих ГЕС із напорами до 15...20 м.

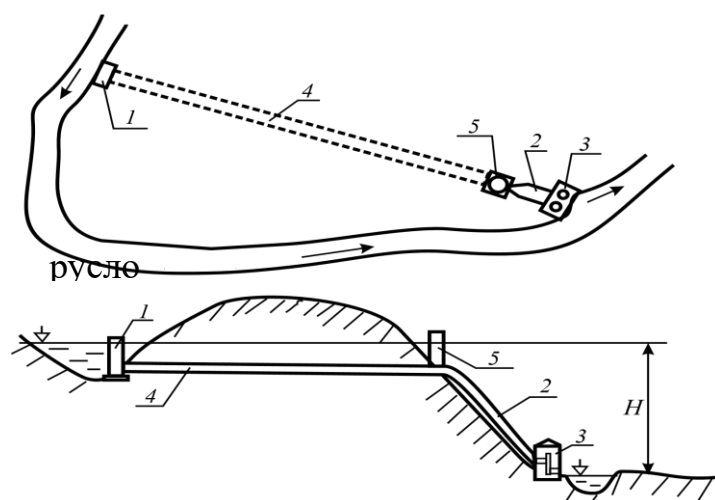
Розташування будівлі ГЕС на обвідному каналі, поза руслом річки (рис. 2.57, г), дає змогу зводити основні споруди (будівля ГЕС, водозливна гребля) «насухо», що значною мірою спрощує виконання

будівельних робіт, полегшує умови перекриття русла річки і зменшує в підсумку загальну вартість гідровузла. При цьому підведення води до будівлі може здійснюватися напірним басейном; трубопроводом, розміщеним під тілом ґрунтової греблі, тунелем. Розташування будівлі малої ГЕС на обвідному каналі характерне для напорів до 6...8 м.

Дериваційна схема дає змогу отримати зосереджений перепад шляхом відведення води з природного русла штучним водоводом, що має менший поздовжній ухил. Завдяки цьому рівень води в кінці водоводу виявляється вищим за рівень води в річці. Цією різницею рівнів і створюється натиск ГЕС, який зазвичай перевищує 15...20 м.

Залежно від типу дериваційного водоводу розрізняють малі ГЕС із безнапірною і напірною (рис. 2.58) деривацією.

У малих ГЕС із безнапірною деривацією вода з природного русла відводиться безнапірними водоводами, найчастіше відкритими каналами, рідше лотками, і безнапірними тунелями. У цьому разі деривація трасується на відмітках, близьких до рівня верхнього б'єфа, коливання якого зазвичай незначні. Відкриті безнапірні дериваційні водоводи застосовують за відносно рівної і слабопересіченої місцевості, а також за достатньої стійкості схилів річкової долини. Протяжність безнапірної деривації, яка визначається топографічними умовами і техніко-економічною ефективністю малої ГЕС, може досягати декількох кілометрів.



**Рисунок 2.58 – Мала ГЕС із напірною деривацією:**

**1 – водоприймач; 2 – турбінні водоводи; 3 – будівля ГЕС; 4 – дериваційний напірний тунель (трубопровід); 5 – зрівняльний резервуар**

У малих ГЕС з напірною деривацією зазвичай використовують трубопроводи і набагато рідше напірні тунелі. Напірні дериваційні водоводи розташовують на нижчих щодо верхнього б'єфу відмітках, що дає змогу збільшити глибину спрацьовування і корисну ємність водосховища. За сприятливих топографічних умов (зосередженому перепаді рівнів води у вигляді водоспаду, великій різниці рівнів на початку та наприкінці великого закруту річки) довжину дериваційного водоводу може бути значно скорочено.

### 2.5.3 Типи та основні енергетичні параметри гідравлічних турбін

Турбіною називається пристрій, що служить для перетворення енергії падаючої рідини на механічну енергію. Вони бувають двох типів:

- активні, робоче колесо яких обертається в повітрі під впливом потоку води, що натікає на лопаті колеса, тобто турбіна перетворює тільки кінетичну енергію потоку;
- реактивні, робоче колесо яких повністю занурене у воду і обертається в основному за рахунок різниці тиску до і після колеса, тобто турбіна перетворює кінетичну і потенційну енергію потоку.

#### *Активні гідротурбіни*

До активних турбін належать ковшова (турбіна Пельтона) і двократна.

Принцип роботи **ковшової турбіни** ґрунтується на тому, що струмінь води, що має значну кінетичну енергію, надходить із водоводу і впливає послідовно на ковші робочого колеса турбіни (рис. 2.59). Ківш турбіни має виступ у вигляді ножа, який розділяє струмінь і забезпечує його розворот на  $180^\circ$ . При цьому створюється тиск на ківш, що призводить до обертання робочого колеса.

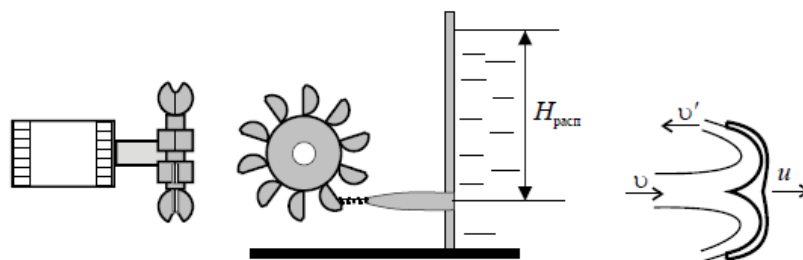


Рисунок 2.59 – Горизонтальний моноблочний агрегат з однопловою ковшовою турбіною

Конструктивні форми ковшових турбін значною мірою залежать від площі перерізу сопла і від загальної кількості сопел, тобто від кількості діючих струменів. Збільшення кількості струменів призводить до відповідного збільшення потужності і частоти обертання турбіни при збереженні діаметра робочого колеса, а також надає додаткові можливості для регулювання витрати і збереження високого ККД при часткових навантаженнях. Однак кількість сопел і площа їхнього перерізу обмежена витратою джерела рідини і розмірами турбіни.

У горизонтальних турбінах використовують схеми з одним і двома струменями. У вертикальних турбінах, застосовуючи охоплюючий спіральний водовід, легко здійснити різну кількість відводів і струменів, наприклад, дві або чотири, а іноді й непарне число. Ковшові турбіни малих ГЕС мають, як правило, одне робоче колесо.

Найчастіше гідравлічну турбіну застосовують для вироблення електроенергії та приєднують її до генератора. Економніше не використовувати редуктори, тому вибирають частоту обертання турбіни таку, що дорівнює стандартній частоті обертання генератора.

Визначальним параметром ковшової турбіни є відношення радіуса сопла до радіуса турбіни. На практиці використовують колеса з розмірами лопаті 1/12, оскільки за великих розмірів лопаті погіршуються умови їхнього обтікання.

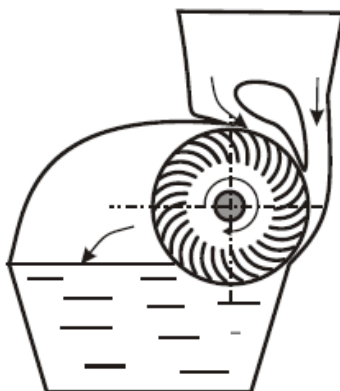
Регулювання витрати води ковшовою турбіною здійснюється за простого регулювання за допомогою обладнаного голчастим затвором сопла, а за подвійного – соплом і дефлектором (відхилювачем струменя).

Ковшові турбіни застосовують для напорів 80...1200 м, що з урахуванням зміни витрати води в схемах малих ГЕС у межах 0,02...5 м<sup>3</sup>/с забезпечує одиничну потужність агрегатів 50...10 000 кВт. Активні гідротурбіни, зокрема ковшові, можна досить ефективно використовувати і при відносно невеликих напорах 20...80 м, особливо коли тверді частинки, що містяться у воді, призводять до швидкого зносу елементів проточної частини.

Ремонтувати і замінювати деталі у ковшових турбін набагато простіше, ніж у реактивних турбінах. Однак лопаті у ковшових турбін працюють у дуже важких умовах. На відміну від реактивних турбін, у яких навантаження, що сприймається лопатями робочого колеса, від потоку

в процесі обертання практично не змінюється, у ковшових турбінах лопаті навантажуються максимальною силою від тиску води тільки тоді, коли вона проходить через струмінь, а потім навантаження знімається. Таким чином, лопаті працюють в умовах змінного навантаження, яке викликає втомні явища в металі і сприяє розхитуванню, розслабленню кріплення.

**Двократні турбіни** (турбіни Банкі – Мітчела) належать до виду вільноструменевих турбін. Конструкція їх досить проста (рис. 2.60). Під час роботи колесо турбіни заповнене водою неповністю. Потік, що надходить із підвідного пристрою, потрапляє на робоче колесо і, протікаючи від периферії до центру, віддає близько 70...80% корисної енергії. Лопаті колеса мають таку форму, що під час сходження потік має ще значну кінетичну енергію. Рухаючись усередині колеса, він знову потрапляє на лопаті зсередини і під час відцентрової течії віддає ще близько 20...30% енергії.



**Рисунок 2.60 – Двократна турбіна**

Таким чином, струмінь води проходить через лопатеву решітку робочого колеса 2 рази. Оскільки дворазова турбіна є активною, її можна використовувати для широкого діапазону напору.

ККД двократної турбіни в широкому діапазоні зміни витрати досить високий. Максимальний ККД у великих агрегатів досягає 82.5...88%. Турбіна має дуже пологою характеристикою. Це дає суттєву перевагу для малих гідроенергетичних установок, у яких може протягом кількох місяців сильно зменшуватися стік річки.

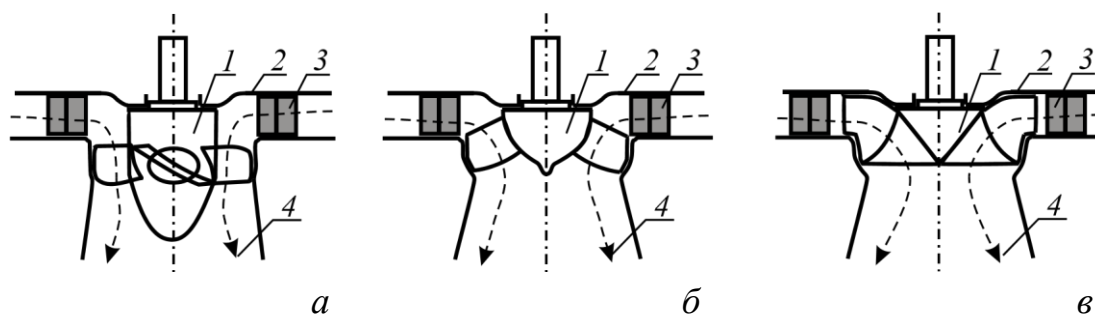
Двократні турбіни мають низку позитивних якостей: конструктивна і технологічна простота робить турбіну відносно дешевою; високий ККД (вище 80 %) знаходиться в широкому діапазоні витрат; повна автоматизація і простота обслуговування; гарантований термін

надійної роботи близько 30...40 років. Усе це дає змогу вважати дворазові турбіни конкурентоспроможними щодо турбін інших типів.

### **Реактивні гідротурбіни**

На відміну від активної турбіни, де струмінь впливає на лопаті періодично, в реактивній турбіні рідина впливає на лопаті постійно. За видом робочого колеса реактивні турбіни поділяють на осьові (напір до 30 м), діагональні (напір від 40 до 200 м), радіально-осьові (напір від 80 до 700 м).

Основними елементами реактивної турбіни є робоче колесо 1, статор турбіни 2, спрямовуваний апарат 3, відсмоктувальна труба 4 (рис. 2.61).



**Рисунок 2.61 – Різні види реактивних турбін:**

***a* – осьова; *б* – діагональна; *в* – радіально-осьова (турбіна Френсіса)**

Статор турбіни являє собою низку колон з витягнутою обтічною формою поперечного перерізу. Основне призначення статора – сприймати навантаження, спричинені вагою пристроїв і тиском води.

Напрямний апарат складається з напрямних керованих лопаток. Напрямний апарат створює необхідний тиск потоку перед робочим колесом, а також за його допомогою здійснюється регулювання витрати рідини, що пропускається турбіною.

Робоче колесо призначене для сприйняття силового впливу припливного потоку рідини. Основним елементом робочого колеса є лопаті та втулка, на якій кріпляться лопаті. Особливістю робочих коліс деяких турбін є можливість на робочому ходу повертати лопаті робочого колеса (змінювати кут установки лопатей). Кут установки лопатей змінюється залежно від відкриття напрямного апарату і від чинного напору таким чином, щоб досягти максимального значення ККД турбіни. Це дає великі енергетичні переваги, але водночас призводить до значного ускладнення конструкції.

Відсмоктувальна труба являє собою дифузорний водовід, що розширюється, по якому вода від робочого колеса відводиться в нижній канал. Відсмоктувальні труби поділяються на прямоосні (конічні, розтрубні, з переходом) і вигнуті. Зменшення швидкості води по довжині відсмоктувальної труби дає змогу підвищити ККД і потужність турбіни.

Втрати у відсмоктувальній трубі визначаються двома факторами: тертям об стінки, що має порівняно мале значення, і вихровими втратами, які викликаються дифузорністю відсмоктувальної труби. Для забезпечення безвідривного руху, за якого втрати напору мінімальні, кут конусності у відсмоктувальній трубі встановлюють не більше  $12...14^\circ$ . Для відсмоктувальних труб досить великої довжини значення ККД досягає  $80...85\%$ .

Осьові турбіни на малих ГЕС застосовують для напорів  $1...30$  м. Витрата осьових турбін може досягати  $75 \text{ м}^3/\text{с}$ , а потужність агрегату навіть за невеликих напорів  $5000$  кВт.

Конструктивне виконання осьових турбін визначається багатьма факторами, до числа яких насамперед належать: компоновання агрегату, форма підведення і тип відсмоктувальної труби. Компоновання агрегату буває вертикальне, горизонтальне і похиле.

У діапазоні напорів до  $6$  м широко застосовують класичні вертикальні турбіни, що встановлюються у відкритих турбінних камерах. Як приклад на рис. 2.62 зображено конструкцію стандартної «трубної» осьової турбіни з кожуховим фронтальним підведенням води до робочого колеса турбін, яку широко застосовують за напорів  $10...30$  м. Вода до кожухової турбінної камери підводиться напірним трубопроводом, що закінчується дисковим затвором. У межах камери відбувається зміна напрямку потоку з горизонтального на вертикальний. Для зменшення гідравлічних втрат під час повороту потоку камера має збільшений, порівняно з трубопроводом, поперечний переріз, і всередині її встановлено струменеспрямовувальну профільовану решітку. Турбіна має конічний напрямний апарат. Від робочого колеса вода відводиться по вигнутій відсмоктувальній трубі.

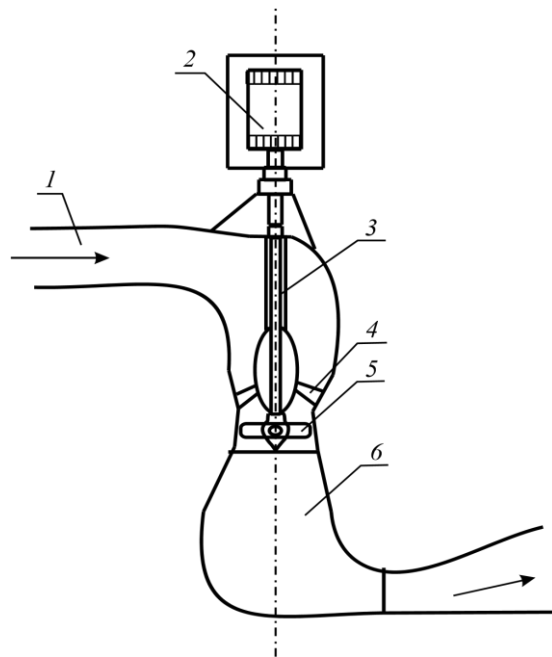
Вертикальне компоновання агрегатів забезпечує рівномірний вплив рідини на всі лопаті робочого колеса, дає змогу безпосередньо (без мультиплікатора) вивести генератор на верхні поверхи будівлі ГЕС



і тим самим спростити будівлю, зменшити її габаритні розміри і знизити вартість.

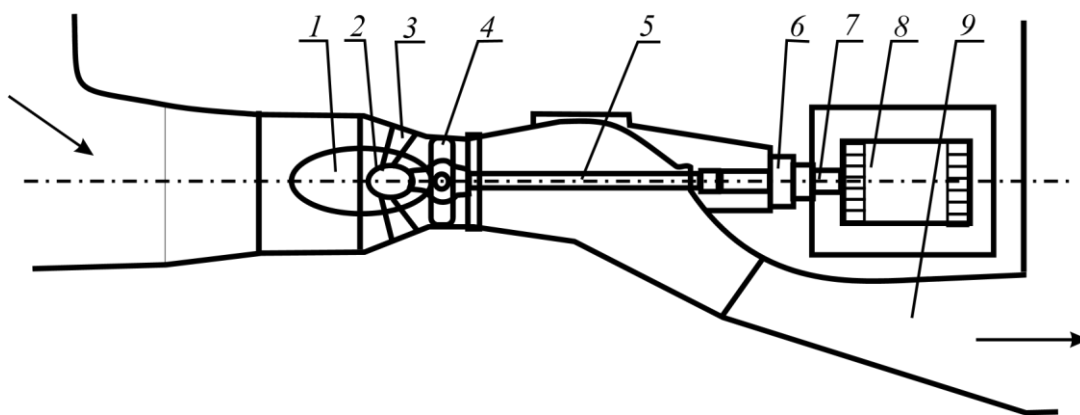
Ефективними в низьконапірних малих ГЕС є горизонтальні турбіни, різноманітні конструкції яких були розроблені порівняно нещодавно і набули широкого поширення.

На рис. 2.63 зображено горизонтальну турбіну з відсмоктувальною трубою характерної *S*-подібної форми, що дає можливість вивести горизонтальний вал турбіни в приміщення, в якому розміщується генератор. Головною особливістю цих турбін є практично прямоосний рух води через проточний тракт, що дає змогу спростити конструкцію будівлі ГЕС, зменшити відстань між агрегатами і різко скоротити обсяги будівельних робіт. Мінімальні повороти і прямоосний рух води забезпечують, крім того, зниження гідравлічних втрат, збільшення пропускної спроможності та підвищення ККД турбіни, особливо при великих витратах. У результаті такі турбіни розвивають на 10...15% більшу потужність, ніж вертикальні того ж розміру.



**Рисунок 2.62 – Вертикальна осьова турбіна  
з кожуховим підведенням води до робочого колеса:**

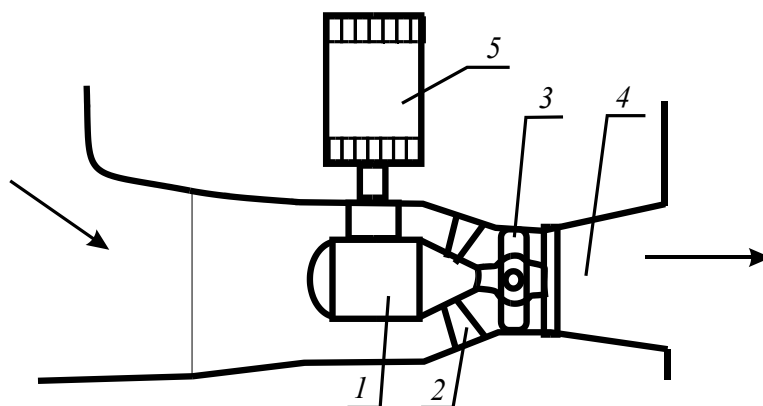
**1 – напірний трубопровід; 2 – генератор; 3 – вал; 4 – направляючий апарат;  
5 – робоче колесо; 6 – відсмоктувальна труба**



**Рисунок 2.63 – Горизонтальна "трубна" осьова турбіна з S- подібною відсмоктувальною трубою:**

- 1 – капсула; 2 – підшипник; 3 – направляючий апарат; 4 – робоче колесо;  
5 – вал; 6 – мультиплікатор; 7 – муфта; 8 – генератор;  
9 – відсмоктувальна труба**

Для зменшення габаритної ширини і поліпшення доступу до електричної частини агрегату генератор можна розташувати вертикально, приєднавши його до валу турбіни через мультиплікатор (рис. 2.64). Можливе і похиле компонування агрегату. У цьому разі потік повертає на 40...60°.



**Рисунок 2.64 – Горизонтальна турбіна з мультиплікатором і вертикальним розташуванням генератора:**

- 1 – капсула мультиплікатора; 2 – направляючий апарат;  
3 – робоче колесо; 4 – відсмоктувальна труба; 5 – генератор**

У горизонтальних агрегатах відсутня осьова сила, викликана масою обертових частин, завдяки чому є можливість використання стандартних генераторів, що випускаються серійно. Недоліком горизонтальних компоновок є підвищена висота відсмоктування, що з'являється

в тих випадках, коли генератор необхідно розмістити вище максимального рівня води в нижньому б'єфі.

Основними параметрами, що характеризують роботу турбін у сталому режимі, є: витрата, напір, споживана і корисна потужність, коефіцієнт корисної дії.

**Витрата турбіни** – це кількість рідини, що проходить через турбіну за одиницю часу. Розрізняють витрату об'ємну –  $Q$  ( $\text{м}^3/\text{с}$ ), масовий –  $Q_m$  ( $\text{кг}/\text{с}$ ), ваговий –  $Q_g$  ( $\text{Н}/\text{с}$ ).

**Напір турбіни** – це різниця повних питомих енергій потоку рідини на вхідному і вихідному перерізі турбіни. Якщо цю енергію віднесено до одиниці сили тяжіння ( $1 \text{ Дж}/\text{Н} = 1 \text{ м}$ ), то це натиск  $H$ , якщо до одиниці об'єму ( $1 \text{ Дж}/\text{м}^3 = 1 \text{ Па}$ ), то це тиск  $p$ . Отже, напором турбіни називається питома (що припадає на одиницю ваги) енергія рідини, віддана турбіні.

**Споживана потужність** – це потужність рідини, що протікає через турбіну.

**Корисна потужність** – це потужність, що передається на вал генератора.

Споживана потужність більша за корисну потужність на величину втрат, які виникають у турбіні, і може бути визначена через загальний (повний) ККД.

## 2.6 Енергія води морів та океанів

Океан має дуже великий енергетичний потенціал, який можна використати для створення та використання теплової та електричної енергії. Для використання цієї енергії людству доступні декілька типів технологій. Океанічні та морські джерела (за даними Інституту диверсифікації та енергозбереження (IDAЕ) розділені на наступні типи:

**Енергія припливу та відливу (припливна енергія):** використання енергії припливів і відливів морської та океанічної води, що утворюються під дією гравітації Сонця і Місяця. Потенційна енергія припливів-відливів перетворюється в електричну за рахунок руху турбогенераторів, приблизно як на гідроелектростанціях, або на вітрових електростанціях.

**Енергія океанських течій:** використання кінетичної енергії океанських течій для виробництва електроенергії за допомогою водяних та об'ємних насосів. До водяних насосів належать пристрої з лопатевим чи стрічковим колесом та його модифікації (водяні лопаті, приблизно схожі на лопаті вітряків вітрових електростанцій).

**Енергія хвиль або хвильова енергія:** використання механічної (кінетичної) енергії хвиль, яка утворюється за допомогою вітра в поверхневих шарах води. Цю енергію можна перетворити в електричну. Така енергія вважається «чистою» та відновлюваною. Перетворюється в електричну за рахунок руху робочих тіл (качка Солтера, плотик Коккерела), чи руху повітря (пневмобуй Массуди) засновані в основному на принципі водяного стовпа та ін.

**Теплова енергія океану:** використання різниці температур на поверхні та на глибині моря чи океану. Ця різниця в температурі використовується для перетворення теплової енергії океану в електроенергію за допомогою ocean thermal energy conversion – перетворювача теплової енергії океану.

**Енергія зміни солоності (градієнта солоності) океану:** така енергія може бути отримана від різниці в концентрації солі між пластами солоної води з різною концентрацією солі, які часто знаходяться на різних глибинах, чи між прісною та солоною водою.

### **2.6.1 Використання енергії припливів та відливів**

Енергія припливів та відливів використовується людством з 66-го року минулого століття. Першим опанувати цю енергію почала Франція, на південний захід від Лілля в городі Ланс на річці Ранс досі діє припливна електростанція (друга за потужністю в світі, першою нещодавно у 2011 році стала Сіхвінська ПЕС в Південній Кореї).

Країни світу, які мають значні потужності для використання енергії припливів:

1. Південна Корея.
2. Франція.
3. Канада.
4. Велика Британія.
5. Норвегія.

На теренах України ПЕС фактично відсутні та їх будівництво не має перспективи.

Найбільшими затоками в світі є Гвінейська (найбільша), Біскайська, Велика Австралійська, Аляскінська та Бенгальська. У деяких випадках мають назву «затока» акваторії морів: Перська, Мексиканська, Гудзонова та Каліфорнійська.

Маючи величезний потенціал припливна енергія становить лише невелику частку від загальної світової відновлюваної енергії.

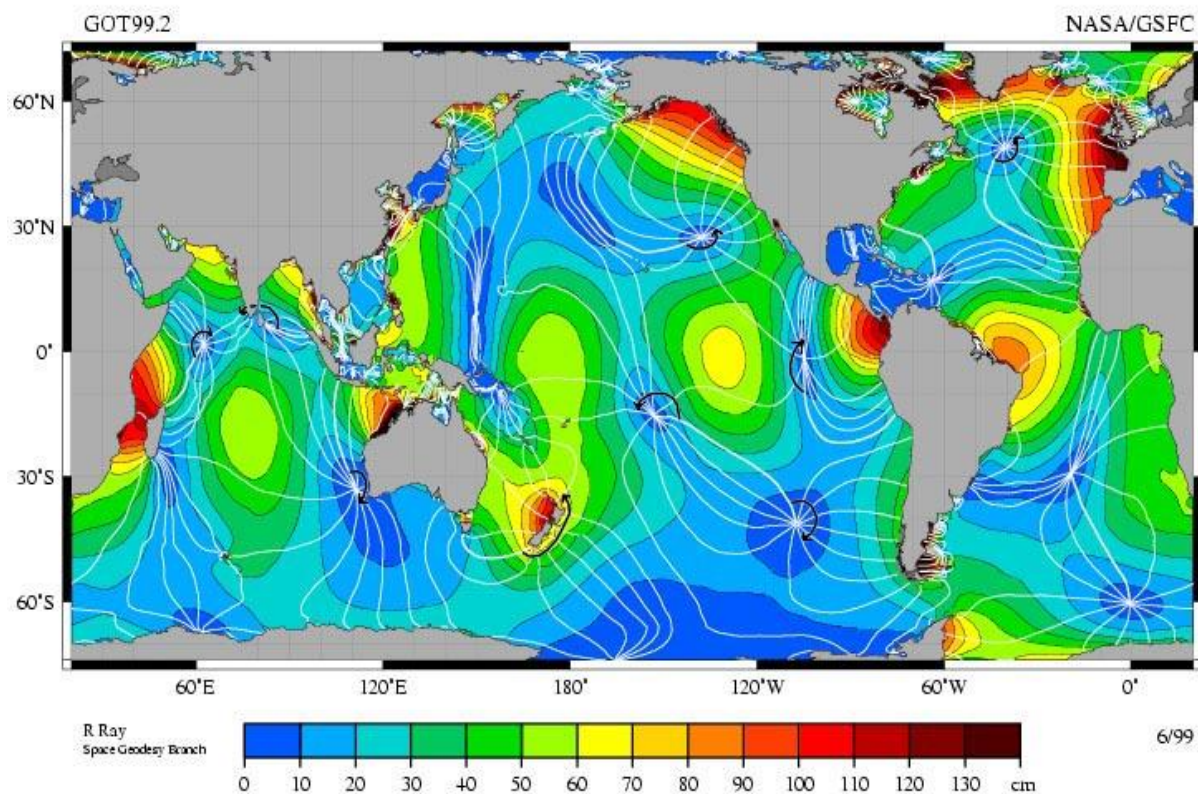
Найбільш вигідними з точки зору економіки є великі станції з потужністю 1000 та більше МВт. Однак якщо поблизу немає електричних мереж та електростанцій, а є можливості отримання припливної енергії то рішення – в будівництві менших за потужністю ПЕС.

**Припливи і відливи** – природні явища на берегах морів, океанів чи інших водоймищ, коли рівень води регулярно, періодично підвищується, піднімається та знижується. Найвищий рівень припливу – повна вода, а найнижчий рівень відливу – вода мала.

Припливи і відливи виникають під дією гравітаційних сил, зокрема в більшій мірі Місяця в меншій Сонця та в незначній інших припливоутворюючих сил. При наближенні Місяця до Землі під дією тяжіння на Землі утворюється два «водяних пагорби». Один в максимально наближеній точці до Місяця, другий в максимально віддаленій. В разі коли пагорби досягають суходолу (під дією обертання Землі) починається приплив.

Найвищий рівень води під час припливу називають «повною водою», а найнижчий (під час відливу) — «малою водою». Висота припливу – непостійна і залежить від багатьох факторів, але для кожного узбережжя відомий її середній показник.

В океані середня висота припливів досягає не більше 0,5-0,7 м (рис. 2.70). Але є місця з значно більшими припливами наприклад в затоці Фанді в Атлантиці, біля Канади (між Нью-Брансуїком та Новою Шотландією) – максимальна висота припливів-відливів досягає 19,6 м., такі самі у затоці Унгава (Квебек), на ПЕС Ля Ранс (Європа, Франція) може сягати 13,5 метрів. Пенжинська губа (Охотське море) - до 12,9 м.



**Рисунок 2.70 – Розподіл припливів у світі**

Класифікують припливи і відливи в залежності від часу протікання циклів у відповідності знаходження Луни та Сонця на небосхилі:

- **півдобові**, коли трапляється два припливи з періодичністю максимумів припливів в 12 год 25 хвилин, висота припливів та відливів практично зостається незмінною (Атлантика, Біле та Баренцове моря);
- **добові** трапляється один приплив та один відлив за добу з максимумом припливів в 24 год. 50 хвилин. (тропічні припливи, деякі місця в Тихому океані);
- **змішані** – діють разом та мають перевагу добові чи напівдобові (водний простір Тихого океану);
- **аномальні** – характеризуються різкими підйомами і спадами води, виникають на мілководді зокрема в гирлі річок, залежать від профілю та конфігурації дна водойми (течії Білого моря, деякі ділянки Ла-Маншу).

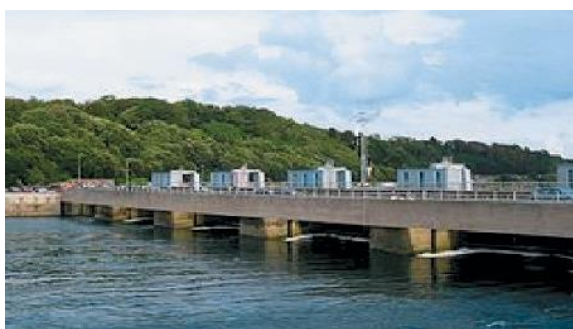
### ***Загальні відомості про використання енергії припливів***

Припливні коливання рівня у величезних океанах планети цілком передбачувані. Основні періоди цих коливань – добові тривалістю

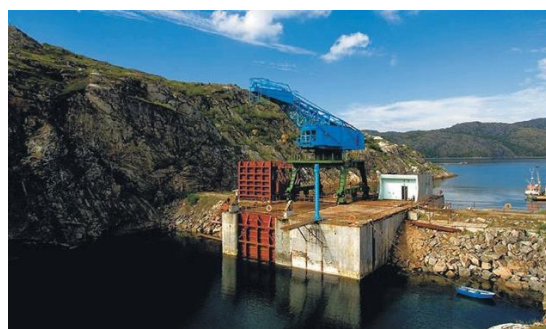
близько 24 год і півдобові – близько 12 год 25 хв. Різниця рівнів між послідовними найвищим і найнижчим рівнями води – висота припливу  $R$ . Діапазон зміни цієї величини становить 0,5...10 м. Перша цифра найбільш характерна, друга досягається і навіть перевершується лише в деяких особливих місцях поблизу узбережжя континентів. Під час припливів і відливів переміщення водних мас утворює припливні течії, швидкість яких у прибережних протоках і між островами може досягати приблизно 5 м/с.

Підняту на максимальну висоту під час припливу воду можна відокремити від моря дамбою або греблею в басейні площею  $A$ . Місця з великими висотами припливів мають великі потенціали припливної енергії. Однак не тільки цей фактор важливий для розвитку припливної енергетики: треба брати до уваги і капітальні витрати, і майбутній прибуток від створення відповідних припливних електростанцій (ПЕС).

Енергія припливних течій може бути перетворена подібно до того, як це робиться з енергією вітру. Перетворення енергії припливів використовувалося для приведення в дію порівняно малопотужних пристроїв ще в середньовічній Англії та в Китаї. Із сучасних ПЕС найкраще відомі великомасштабна електростанція Ранс (рис. 2.70, *а*) потужністю 240 МВт, розташована в естуарії річки Ла Ранс, що впадає в затоку Сен Мало (Бретань, Франція), і невелика дослідна станція потужністю 400 кВт у Кислій губі на узбережжі Баренцового моря (рис. 2.71, *б*). З місць, які давно приковують увагу гідробудівельників, слід назвати естуарій річки Сіверн у Великій Британії та затоку Фанді на східному узбережжі Північної Америки на кордоні між США та Канадою.



*а)*



*б)*

**Рисунок 2.71 – Припливні електростанції: *а* – Ля Ранс; *б* – Кислогубська**

Висота, хід і періодичність припливів у більшості прибережних районів добре описані та проаналізовані завдяки потребам навігації та океанографії. Поведінка припливів може бути передбачена досить точно, з похибкою менше 4%. Таким чином, припливна енергія виявляється досить надійною формою відновлюваної енергії.

При її перетворенні виникають і певні незручності:

- розбіжність основних періодів виникнення припливів (12 год 25 хв і 24 год 50 хв), пов'язаних із рухом Місяця, зі звичним для людини періодом сонячної доби (24 год), у зв'язку з чим оптимум припливної генерації перебуває не у фазі з потребами в енергії;

- зміна висоти припливу і потужності припливної течії з періодом у два тижні, що призводить до коливань вироблення енергії;

- необхідність створення потоків води з великою витратою за порівняно малого перепаду висот, що змушує використовувати велику кількість турбін, які працюють паралельно;

- дуже високі капітальні витрати на спорудження більшості передбачуваних ПЕС;

- потенційні екологічні порушення та зміна режимів естуаріїв і морських районів.

Поблизу узбережжя і між островами припливи можуть створювати досить сильні течії, придатні для перетворення енергії. Пристрої для перетворення енергії припливних течій будуть практично схожі з аналогічними пристроями, що приводяться в дію течіями річок.

Співвідношення, що дають змогу оцінити потужність припливних течій, подібні до тих, що використовуються у вітроенергетиці, водночас слід мати на увазі, що щільність води у багато разів вища за щільність повітря, а швидкості течії води порівняно низькі.

На теперішній час розроблено цілу низку сучасних пристроїв для перетворення енергії припливних течій, один із яких показано на рис. 2.72. Капітальні витрати на створення подібних пристроїв з розрахунку на 1 кВт встановленої потужності є доволі високими, тому їхнє будівництво є доцільним лише у віддалених районах із високими швидкостями припливних течій, де будь-які альтернативні джерела енергії є ще більш дорогими.



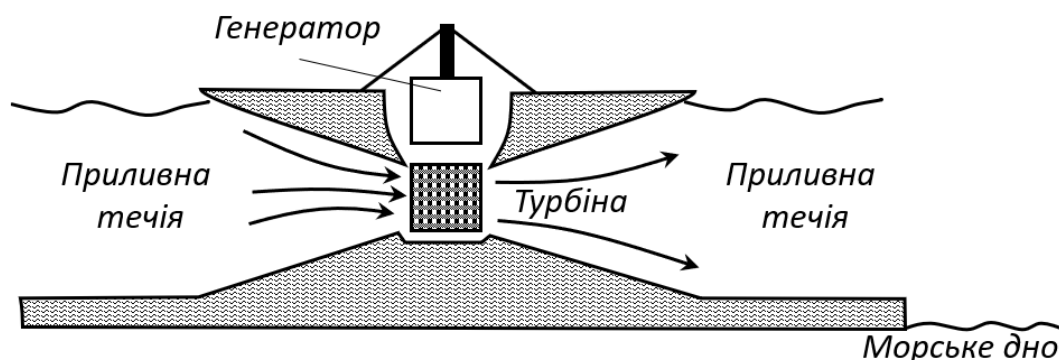


Рисунок 2.72 – Схема електростанції на припливній течії

На практиці в системі, що використовує спрацьовування запасу води з заповнюваного в приплив басейну, незважаючи на досить високу ефективність перетворення, отримати максимальну потужність не можна. Цьому перешкоджають такі обставини:

- генерування електроенергії не може бути забезпечено до умов малої води, отже, частина потенційної енергії припливу не може бути перетворена.
- турбіни ПЕС мають працювати за низького напору і за великих швидкостей потоків – умови незвичні для наявної звичайної гідроенергетичної практики.
- неможливо рівномірно забезпечувати споживачів електроенергією через зміну рівня води в басейні.

### ***Припливні електростанції їх типи та технології видобутку припливної енергії***

Припливна електростанція – перетворювач енергії припливів та відливів в електричну за допомогою капсульних гідротурбін. Для можливості застосувати таку технологію необхідно перегородити затоку чи естуарій (від лат. *aestuarium* «затоплене гирло річки» – гирло річки, що розширюється до моря) дамбою та в тілі дамби зробити водопропускні отвори та встановити в них капсульні гідрогенератори. Такі гідрогенератори можуть бути використані зі значним ККД в прямому і зворотному режимах, як в генераторному так і в насосному, а при необхідності в режимі роботи водопропускним отвором.

Вода в затоці відокремлена від моря чи океану дамбою, при припливах та відливах підвищує чи знижує свій рівень. Від цього при циркуляції води через отвори обертаються лопаті турбіни та генератором виробляється електрична енергія.

При застосуванні *одно-басейнової ПЕС* з двосторонніми гідро-генераторами, видобуток електроенергії буде здійснюватися чотири рази на добу приблизно по 5 годин з перервами між ними біля години.

При роботі з *тепловими та атомними* електростанціями вироблена ПЕС електроенергія може бути використана для компенсації пікових навантажень енергосистеми. Знизити вплив сезонних та внутрішньомісячних коливань видобутку енергії зможуть регулюючі водосховища ГЕС цієї енергосистеми. Такі об'єднанні системи зможуть:

- перекрити добові та внутрішньомісячні коливання видобутку електроенергії ПЕС;
- забезпечити енергією пікову частину графіків навантаження системи електропостачання;
- підвищити надійність роботи ТЕС і АЕС та загальну систему;
- зменшити необхідність будівництва нових класичних електростанцій.

Основна перевага електростанцій, що використовують морські припливи, полягає в тому, що вироблення електрики має передбачуваний, плановий характер і практично не залежить від змін погоди, має незмінне кількісне середньомісячне значення, не залежить від кількості опадів як в термін – рік, так і за декілька років.

Визначення потенціалу та характеристик припливної енергії відрізняється від оцінки потенціалу гідроенергії річок. Розрахунковий річковий технічний потенціал гідроенергії річок характеризує енергію води, яку можна технічно використати для виробництва електроенергії. Енергопотенціал припливів та відливів дорівнює роботі по підйому та опусканні рівня води за кожен циклу припливу-відливу за рік.

Потужність ПЕС визначається за площею басейну та величині припливу, а не за витратою та натиском води, як для ГЕС. Попередня оцінка потужності ПЕС має враховувати зміну режиму припливів-відливів в басейні ПЕС після її будівництва. Реальна потужність ПЕС буде менша за рахунок різноманітних втрат: електричних, механічних та гідравлічних. Тільки гідравлічні втрати при застосуванні передових гідроагрегатів досягають значних величин. В реальності потужність буде значною мірою залежати від робочої схеми ПЕС та які швидкості припливних течій використовуються, найбільш оптимальні 3–5 м/с.

Потужність, яка може бути вироблена на припливній електростанції, практично не залежить від типу гідроагрегатів. На ПЕС з припливними греблями найчастіше встановлюють капсульні гідроагрегати, які можуть використовуватися з відносно високим ККД (у прямому та зворотному режимі, як генератори так і як насоси), а також в режимі водопропускного отвору. Капсульні гідроагрегати складаються з металевого кожуха–капсули зі встановленою до нього осьової, горизонтальної гідротурбіни із більш високою пропускною здатністю, меншими габаритами та з більшими енергетичними показниками по відношенню до класичних гідротурбін. Іноді для отримання більшої частоти обертання встановлюють редуктор. Такі капсульні гідроагрегати знайшли своє застосування на ГЕС з низьким напором на припливних та гідроакumuлюючих електростанціях. При півдобовому припливі кількість годин, коли використовується припливні потужності визначає середньорічне вироблення енергії станції та досягає до 4000 годин роботи на рік при середньоквадратичній висоті припливів. В цьому випадку середня потужність в більшості випадків становить 0,55–0,7 від максимальної потужності. Якщо припливна електростанція проточна з постійною висотою припливу максимальна потужність ПЕС може сягати до 35% від максимальної.

Для використання ПЕС в енергетиці потрібно знати коли буде проходити приплив та відлив, це можливо на основі аналізу положення Сонця і Місяця відносно місцезнаходження басейну ПЕС. В більшості випадків використовують «щорічник припливів», за ним обчислюють висоти припливів та час їх настання для різних точок Землі. Моряки використовують таблиці припливів для портів, які розраховуються на рік вперед.

В світі є декілька технологій для отримання електроенергії з припливів та відливів:

1. Гідрогенератори які працюють на **припливних водяних потоках (TSG–генератори припливного потоку)**. Рух води (її кінетична енергія) за допомогою гідрогенераторів перетворюється на електричну енергію. Цей метод знайшов найбільше використання (невелика вартість та малий вплив на екологію), технологія дуже схожа на вітроенергетику але в середовищі води (водяні лопаті замість повітряних). Такі ПЕС встановлюються недалеко від берега на дні моря під поверхнею

води аналогічно вітрякам, але які обертаються водою. Водяні лопаті обертають вісь електричного генератора що приводить до виробітку електроенергії. Перша ПЕС такого типу була побудована в Північній Ірландії – «SeaGen», комерційна припливна електростанція, виробництва компанії МСТ (Marine Current Turbines), встановлена в затоці Лох-Стренгфорд, швидкість припливних течій досягає 4 м/с (рис. 2.73). ПЕС виробляє більш ніж 1,2 МВт та під'єднана до енергомереж Ірландії.

2. Генерація відбувається за допомогою капсульних гідрогенераторів розташованих в **припливних греблях** (вагома вартість будівництва, в світі не дуже багато місць, де можна використовувати таку енергетику але вартість кіловата приблизно в півтора–два рази менша в порівнянні з іншими класичними електростанціями). Такі гідрогенератори використовують потенційну енергію води, яка створюється перепадом висот між припливом та відливом. Припливні греблі (рис. 2.71) схожі на традиційні гідропоруди але перегороджують ними затоки чи гирла річок.



**Рисунок 2.73 – Найбільша у світі двороторна припливна турбіна АК-1000 (висота 22 метра, вага 130 тон, потужність 1,2 МВт)**

3. DTP (Dynamic Tidal Power) відома як **динамічна припливна енергія** (знаходиться на стадії розробки теорії) поєднує перші два. Робота заснована на використанні як кінетичної енергії так і припливних потоків. Цей метод складається з системи великих дамб, які викликають різні припливні фази у воді для мобілізації її турбін, що генерують електроенергію. Греблі – довгі (40-60 км) конструкції (як дамби),

перпендикулярні берегу з паралельною до берега стіною на кінці (схоже на літеру Т). Така гребля буде затримувати припливні хвилі, створюючи перепади рівня води на різних сторонах стіни, що приведе до роботи двоспрямовані турбіни вмонтовані в греблю (рис. 2.74). Такі ДПЕ (динамічні припливні електростанції) можуть бути побудовані в Великобританії, Китаї та Кореї де вздовж берегів проходять потужні гідралічні течії

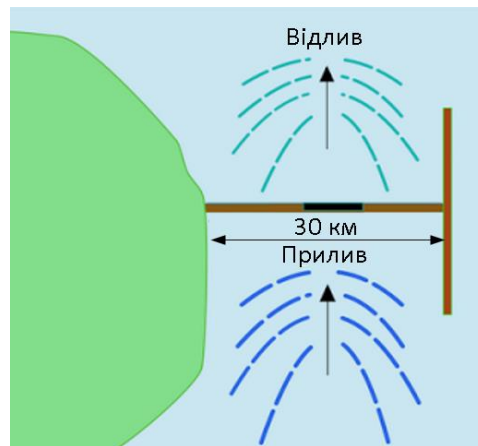


Рисунок 2.74 – Схема динамічної припливної електростанції [22]

### *Переваги та недоліки припливної енергетики*

#### **Загальні переваги:**

- це альтернативне, відновлювальне, невичерпне та передбачуване джерело енергії;
- не залежить від кількості опадів, вітру та сонця;
- стає виробництво електроенергії увесь термін експлуатації;
- стала робота в енергетичних системах, як в середньому, так і в піковому режимі навантажень;
- вартість 1 кВт нижча в порівнянні з класичними типами електростанцій. Так за даними «Electricite de France» на початку 21 століття вартість 1 кВт складала: для ПЕС «Ранс» – 1.13 грн; ГЕС – 1.38 грн; ТЕС – 2.09 грн і АЕС – 1.6 грн.
- в басейні ПЕС зникають передумови утворення торосів, вплив льоду на споруду станції значно зменшується.

#### **Екологічні переваги:**

- екологічне джерело енергії не утворює забруднюючих речовин, радіоактивних і теплових викидів, газів що створюють парниковий ефект та ін. (наприклад: не забруднює довкілля шкідливими викидами

на відміну від ТЕС, нема необхідності затоплень у відмінності з великими ГЕС).

- безперервне виробництво електроенергії без застосування палива, не потрібно його видобувати, транспортувати та зберігати;
- натуральні випробування проведені на Кислогубській ПЕС не виявили загиблої риби або її ушкоджень;
- на ПЕС гине лише 5...10% планктону (основа кормової бази рибного стада) на відміну – на ГЕС 83...99%;
- зниження солоності води в басейні ПЕС (що визначає екологічний стан морської фауни) практично невідчутно та становить 0,05...0,07%;
- в перші роки роботи станції зупиняється рух пісочних наносів та розмив дна водойми;
- гребля захищає узбережжя від штормів;
- спосіб будівництва сприяє збереженню навколишнього середовища в районі ПЕС;
- клімат на площах близьких до ПЕС покращується.

### **Соціальні:**

- на відміну від ГЕС нема небезпеки затоплення земель;
- ПЕС не загрожує населенню в прилеглих районах при повеннях, землетрусах та тероризму чи бойових діях;
- греблею можливо провести дорогу.

### **Недоліки:**

- естетичний вплив на узбережжя (зміна ландшафту та візуального сприйняття людиною вважається основним недоліком);
- для використання ПЕС в світі не дуже багато місць (отримана кількість енергії безпосередньо залежить від висоти припливів та площі водної поверхні);
- значна вартість будівництва;
- дороге обладнання;
- для отримання великої кількості електроенергії при напорі кілька метрів (різниця між припливом та відливом) необхідно використовувати велику кількість гідротурбін;

– невідповідність часу максимального споживання електроенергії та виробітку енергії припливними електростанціями. Періодичність максимуми припливів в відповідності дії Луни та Сонця 12 год 25 хвилин та 24 год 50 хвилин. Рішенням цієї проблеми може бути використання припливної енергії для забезпечення технології отримання водню, зарядженню електромобілів тощо;

– коливання потужності ПЕС (з періодом 14 днів) зв'язана з висотою припливів.

Основне обмеження в застосуванні ПЕС це висока вартість будівництва самої станції (в 1,5...2 рази вище ніж вартість спорудження ГЕС при рівній потужності) та вартість капсульних гідроагрегатів і їх кількість.

## 2.6.2 Використання енергії океанських течій

Механічна потужність, яку можна витягти з океанської течії, визначається тим самим співвідношенням, яке використовується для оцінки цієї величини у вітроенергетиці:

$$P = \eta A \rho \frac{v^3}{2}.$$

Коефіцієнт перетворення енергії, що залежить від типу турбіни, для виконання наближених розрахунків можна прийняти таким, що дорівнює 0,6 для робочого колеса, що вільно обертається, і 0,75 для того самого колеса в насадці. Будівництво великих вітрових турбін (діаметром понад 200 м) ускладнюється обмеженнями, пов'язаними з міцністю матеріалів і масовими характеристиками подібних пристроїв. Для турбін, що працюють у морському середовищі, масові обмеження менш істотні через дію на елементи конструкції сили Архімеда. Підвищена густина води дає змогу, крім того, зменшити настільки істотний для повітряних турбін вплив вібрацій, що спричиняють втомне руйнування матеріалів.

Важлива перевага океанських течій як джерел енергії порівняно з вітровими потоками – відсутність різких змін швидкості (порівняйте зі змінами швидкості під час поривів вітру, ураганів тощо). При достатньому заглибленні в товщу води турбіни ОГЕС надійно захищені від хвиль і штормів на поверхні. Для ефективного використання течій в енергетиці необхідно, щоб вони мали певні характеристики. Зокрема,

потрібні досить високі швидкості потоків, стійкість за швидкістю і напрямком, зручна для будівництва та обслуговування географія дна і узбережжя. Віддаленість від узбережжя спричиняє подорожчання транспортування енергії та обслуговування цих станцій, як, утім, і будь-яких інших. Великі глибини вимагають збільшення витрат на спорудження та обслуговування якірних систем, малі – створюють перешкоди судноплавству. Саме географічні чинники не дають змоги зараз говорити про будівництво ОГЕС у відкритому океані, де несуть свої води найпотужніші течії. При середніх і малих глибинах, особливо в місцях утворення припливних течій, важливу роль відіграє топографія дна.

Як недоліки перетворювачів енергії океанських течій слід зазначити необхідність створювати й обслуговувати гігантські конструкції в морській воді, схильність цих конструкцій до обростання і корозії, труднощі передачі енергії.

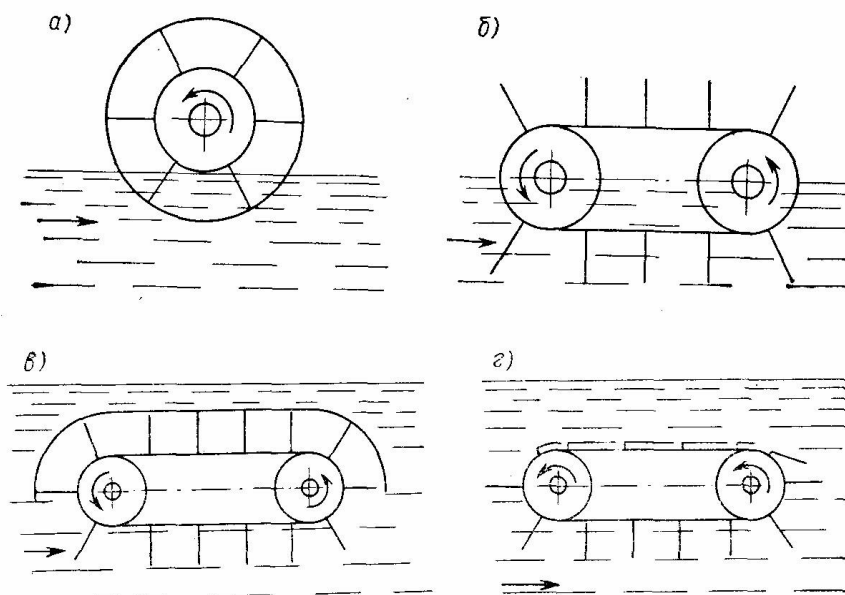
### ***Загальна характеристика технічних рішень***

За аналогією з ВЕУ наявні перетворювачі енергії течій можна умовно розділити на дві групи. До першої доцільно віднести ті з них, в основу яких покладено принцип перетворення швидкісного напору в обертальний рух турбін. До другої, менш численної, групи відносять перетворювачі, засновані на інших фізичних принципах (об'ємні насоси, пружні перетворювачі тощо).

Для характеристики схем установаження перетворювачів можна виділити дві основні схеми – споруд, що закріплюються на морському дні, і споруд, що плавають у товщі води і закорених до дна.

Родоначальником пристроїв першої групи по праву вважають водяне колесо (рис. 2.75, а). У вдосконаленні водяного колеса спостерігаються дві основні тенденції. Одна – власне поліпшення показників колеса (за рахунок оптимізації конструкції ферм, лопатей, механізмів передавання енергії, розташування щодо потоку, застосування сучасних матеріалів тощо), інша – принципова зміна уявлень про колесо.



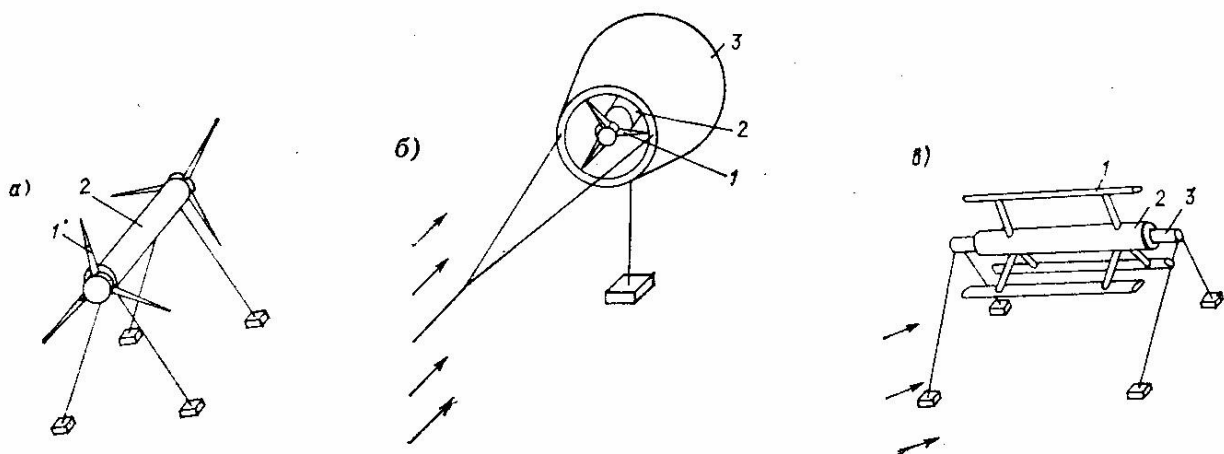


**Рисунок 2.75 – Еволюція водяного колеса:**  
***a*** – колесо-прототип; ***б*** – стрічкове колесо на плавучій основі;  
***в*** – стрічкове колесо в товщі потоку;  
***г*** – стрічкове колесо зі складними лопатями

Стрічкове колесо (рис. 2.75, *б*) виявляється компактнішим, потребує менше матеріалів, менш схильне до впливу атмосфери. Подібний пристрій може бути встановлено в потоці на понтонах з таким розрахунком, щоб нижні лопаті входили у воду, а верхні залишалися «сухими». Ефективність перетворення швидкісного напору підвищується завдяки тому, що відразу кілька лопатей опиняються під впливом потоку. Однак, просте збільшення числа лопатей стрічкового колеса не призведе до істотного збільшення моменту на валах.

На базі стрічкового колеса створено пристрої, що повністю занурюються в товщу потоків (рис. 2.75, *в*, *г*). Для таких пристроїв пропонується кілька способів зменшення опору руху стрічки під час холостого ходу. Це і спорудження повітряної камери над колесом, і застосування різних варіантів механізмів складання лопатей.

Найбільші надії гідроенергетики, що займаються розробленням перетворювачів енергетики океанських течій, пов'язують з агрегатами, за допомогою яких можуть бути отримані значні одиничні потужності. Як варіанти таких пристроїв розглядають робоче колесо у вигляді вільного пропелера, пропелера в насадці, водяний аналог турбіни Дар'є, системи з керованим крилом (рис. 2.76). У всіх цих конструкціях, так само як і в перспективних вітрових турбінах, головний



**Рисунок 2.76 – Варіанти схем перспективних турбін:  
 а – вільний ротор; б – ротор у насадці;  
 в – ротор, що встановлюється поперек потоку**

перетворювальний елемент – криловий профіль, обтікання якого потоком створює гідродинамічну силу, що змушує турбіни обертатися.

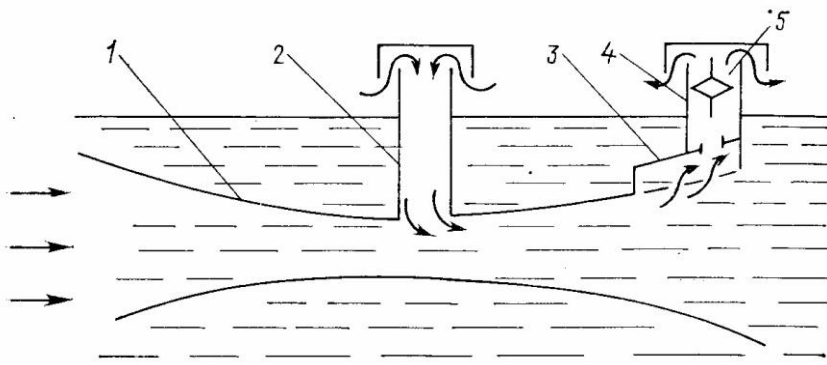
Найкращі показники має турбіна, виконана у вигляді робочого колеса з горизонтальною віссю в насадці. Це пояснюється тим, що таке робоче колесо менше збурює потік, не так сильно, як вільне, втягуючи рідину в обертальний рух. Насадка ніби відокремлює збурену частину потоку від незворушеної і водночас забезпечує деяку концентрацію енергії. Форму насадки вибирають з такого розрахунку, щоб забезпечити плавну безвідривну течію потоку на підході до турбіни, зробити всю систему стійкою на потоці, максимально знизити завихреність потоку на виході з неї.

Збільшення потужності одного такого агрегату можна досягти за рахунок подовження крила. Порівняно з вітровими перетворювачами океанські турбіни в цьому плані мають перевагу: критичний розмір крила, за якого в ньому досягається межа міцності матеріалів, для такої турбіни вищий. Але є обмеження і у воді: за надто великої довжини крила на зміну згинальним моментам, створюваним під впливом сили тяжіння, приходять моменти, створювані силою тиску потоку.

Інше обмеження діаметра робочого колеса пов'язане з технологічними труднощами під час будівництва та встановлення таких громіздких споруд в океані. Фахівці сходяться на думці, що діаметр турбін у насадках навряд чи перевищить 200 м (за габаритами така споруда нагадує критий стадіон на 20 тисяч глядачів). Накопичений до теперішнього часу досвід будівництва експлуатаційних платформ для

видобутку нафти і таза водотоннажністю в сотні тисяч тонн показує, що такі об'єкти можуть бути створені.

Розглянемо перетворювачі енергії потоків, що належать за нашою класифікацією до другої групи, і, насамперед, пристрої типу об'ємного насоса. На рис. 2.77 зображено одну зі схем такого пристрою, в основі якого – нерухомо закріплене в потоці сопло Вентурі. У перетиснутому перерізі сопла через збільшення швидкості рідини відбувається падіння статичного тиску, яке може бути використане, наприклад, для засмоктування повітря з поверхні. У вихідному перерізі вже стиснене повітря витісняється з потоку в напірну камеру, звідки потрапляє в повітропровід турбіни, з'єднаної з електрогенератором. За помірних ступенів перетиснення потоку робота такого пристрою може бути описана за допомогою рівняння Бернуллі.



**Рисунок 2.77 – Схема об'ємного насоса:**  
**1 – профільований корпус; 2 – шахта повітрязабірника;**  
**3 – повітрязбірник; 4 – вихлопна шахта;**  
**5 – повітряна турбіна з електрогенератором**

Продуктивність такого насоса залежить від витрати рідини через перетин насоса і може бути доведена приблизно до 20 % об'ємної витрати. Ежекційні властивості сильно залежать від способу введення в потік підсмоктуваного газу.

Перелік різних варіантів перетворювачів можна продовжити, але важливо зазначити, що згодом може бути відкрито як ефективніші способи перетворення енергії потоків в океані, так і нові гідродинамічні явища, що потребуватимуть принципово нових розробок. Уже зараз можна звернути увагу на енергію океанських протитечій, прихованих товщею поверхневих вод і часто лише досить тонкими прикордонними шарами відокремлених від поверхневих; енергію різних вихорів, що

виникають у відкритому океані під впливом метеорологічних збурень і великомасштабної гідродинамічної нестійкості в океанах. Відомі навіть постійно діючі вихори. Один із них розташований за 400 км від Огасавари (Японія) в Тихому океані. Він являє собою вир діаметром близько 200 км, що піднімається з глибини 3 км майже до самої поверхні. Примітна одна з особливостей виру – приблизно через кожні 100 днів він змінює напрямок обертання на зворотний. За оцінками японських учених питомі енергетичні характеристики цього виру значно вищі, ніж у низки океанських течій.

### **2.6.3 Енергія хвиль в морях і океанах**

Зараз використання енергії хвиль в морях і океанах виходить на наступний, вищий рівень.

Енергія морських хвиль це кінетична енергія коливання поверхні морів та океанів під дією вітру (різновид вітрової енергії). Хвильова енергія це чиста, відновлювана енергія. Енергію хвиль можна перетворити в механічну, а потім при необхідності в електричну енергію. На 1 м<sup>2</sup> узбережжя по підрахункам науковців та інженерів за допомогою перетворювачів з хвилі середньої висоти можна виробити більш ніж 40...70 кВт енергії. Потенціал хвиль морів та океанів оцінюється в 2,7...3 млн. МВт що в 2,3 рази перевищує об'єм електроенергії що виробляється у всьому світі. Тільки навкруги Англії можливо отримати більш ніж 120 ГВт, причому встановлена потужність усіх електростанцій цієї країни менше.

Виробництво енергії напряду залежить від параметрів хвиль, які змінюються в часі.

У Світовому океані середня висота хвиль складає 2...2.5 м з періодом коливання біля 8 секунд. Зазвичай висота хвиль не може бути більшою 4...4.5 м. При довгостроковій дії сильного вітру – висота хвиль може досягати в окремих випадках більш ніж 20 метрів. Висота максимальних хвиль (створених штормовими вітрами) в океанах біля 25 метрів з довжиною гребня до 250 метрів. В Тихому океані зареєстрована в 1933 році максимальна хвиля висотою 34 метра. При значній глибині механічна енергія хвилі пропорційна квадрату амплітуди та довжині. Найбільшу кількість енергії можливо отримати з хвиль з високою амплітудою від 2 та вище метрів, та з періодом коливання – 10 та більше

секунд. Виконання таких умов дозволить одержувати від 50 до 75 кВт/м<sup>2</sup>. З хвилі висотою 6 метрів можливо отримати 100 кВт на 1 метр гребня хвилі (гребінь хвилі - частина хвилі, що розташована вище за статичний рівень (верхня поверхня хвилі)).

Питомий потенціал хвиль на берегах України складає в Чорному морі – 6...8 кВт/м при сумарній потужності хвиль 14,7 млн. кВт.

Узбережжя з найбільшим потенціалом хвильової енергетики знаходиться на узбережжях Тихого океану обидвох Америк, Нової Зеландії та Австралії, Британії, на півночі Британії, на заході Європи, на півдні Африки.

На початку 20 сторіччя була доведена можливість застосування хвиль для перетворення їх енергії в електрику. Роботи по застосуванню таких пристроїв продовжуються.

Фактори, які роблять можливим використання енергії морських хвиль:

- різниця фаз коливань у просторово рознесених точках;
- змінення рівня моря відносно стаціонарно розміщеного тіла;
- різниця фаз коливань рівня тиску води у просторово рознесених точках;
- періодичність коливання сумарного тиску відносно стабілізованого рівня;
- періодичне змінення нахилу хвильової поверхні;
- концентрація хвильової енергії по фронту чи глибині;
- швидкісний напір рідини;
- комбінація ефектів.

### ***Принципи дії та робота пристроїв для перетворення енергії хвиль***

Пристрої для перетворювання енергії хвиль в більшості випадків складаються з наступних частин:

**Робочого тіла** (що може бути твердим, рідким та газоподібним) яке контактує з водою («водоприймач») та сприймає енергію хвиль чи переміщується під дією хвиль. Як («водоприймач») може бути використано буйки (стаціонарно закріплені на воді плавучі пристрої з

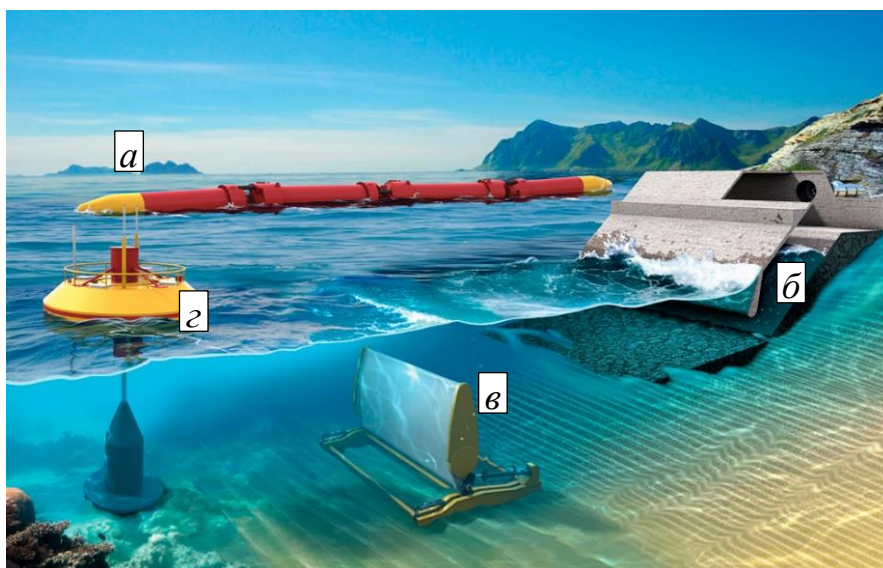
різними функціями), поплавки, механічні конструкції з поплавками, водоприймальні камери, плоти, плаваючі циліндри тощо.

**Перетворювача механічної енергії хвиль в іншу енергію.** Зокрема в електричну за допомогою електрогенератора. Перетворювач сприймає енергію (механічну, перепаду рівнів води, тиску рідини чи повітря) та перетворює її в енергію придатну для використання чи для передачі до споживача. Для видобутку електричної енергії використовуються турбоагрегати повітряні чи рідинні, водяні колеса, вертикальні та горизонтальні лопаті та інше.

**Системи кріплення.** Основна задача системи кріплення – утримати на місці та правильно орієнтувати (розвернути до хвиль) хвильову установку, яка знаходиться під дією хвиль та вітру.

Під час руху хвилі, зміна рівня та кута розташування поверхні приводить до змінювання як потенційної і кінетичної енергії, так і тиску в тілі хвилі. Використовуючи ці зміни енергій та тиску створені пристрої з різним принципом дії, які служать для перетворення хвильової енергії.

Різні типи хвильових установок відрізняються по можливості перетворення різних складових енергій вітрових хвиль (різновиди кінетичної або потенціальної енергії, яку робоче тіло установки перетворює в інший вид енергії).



**Рисунок 2.77 – Різноманітні системи перетворювання енергії хвиль:**  
**а** – «морські змії», **б** – набігання хвилі (конфузорний схил),  
**в** – лопать що коливається, **г** – поплавок

### ***Пристрої для перетворення енергії хвиль.***

Можна виділити **три основних типів** перетворювачів хвильової енергії:

**Поплавкові** – отримання енергії від руху плаваючого на поверхні води поплавка при піднятті та опусканні його хвилею.

**Турбінні** – завдяки обертанню турбоагрегату, який обертається за рахунок стиснення повітря хвилею в спеціальній камері.

**Гідравлічні** – робота гідравлічних поршнів під дією зміни кутів між поплавками чи окремими частинами плаваючих чи закріплених на тросах до берега пристроїв.

Пристроїв для перетворення енергії хвиль велике різноманіття. Найбільш розповсюджена **класифікація за конструктивними особливостями:**

- пристрої які використовують коливання водяного стовпа (гідропневматичні перетворювачі. (наприклад «Пневмобуй Масуди», пристрої Цюлковського та Бабінцева, сигнальні буї Королівського університету Белфаста)

- пристрої які перетворюють, відстежуючи профіль хвилі (робочі елементи яких гойдаються на воді) – «Качка» Солтера, Ланкастерський «моллюск», плотик Коккерелла, морські змії «Pelamis» та інші.

- пристрої для роботи під водою.

- насоси для підйому рідини (підйом води до акумулюючих водойм)

- пристрої, які вловлюють хвилі.

- точкові перетворювачі.

- концентратори хвильової енергії («Випрямляч» Рассела, «Дамба-аттол»).

До **переваг** хвильової енергії можна віднести:

1. Значний загальний потенціал. Сумарна потужність таких установок в світі за різними підрахунками оцінюється більше 100 млрд. кВт. Хвильова енергія доступна, в значній мірі сконцентрована та прогнозована в залежності від погоди. Створені вітром хвилі переносять свою енергію на значні відстані проходячи тисячі кілометрів.

2. Збільшення потужності електроенергетики, коли в світі зростає споживання електроенергії зокрема в осінньо-зимовий період.

3. Можливість використання блочного принципу: окремі перетворювачів з'єднанні в модулі – можливість нарощування потужності виробництва, підключаючи нові блоки перетворювачів.

4. Хвильові електростанції можуть бути використані в ролі хвилерізів для захисту берега, порти, гавані і від дії великих хвиль. Є можливість встановлення деяких видів хвильових станцій на стінках причалів, опорах мостів що зменшить вплив штормових хвиль.

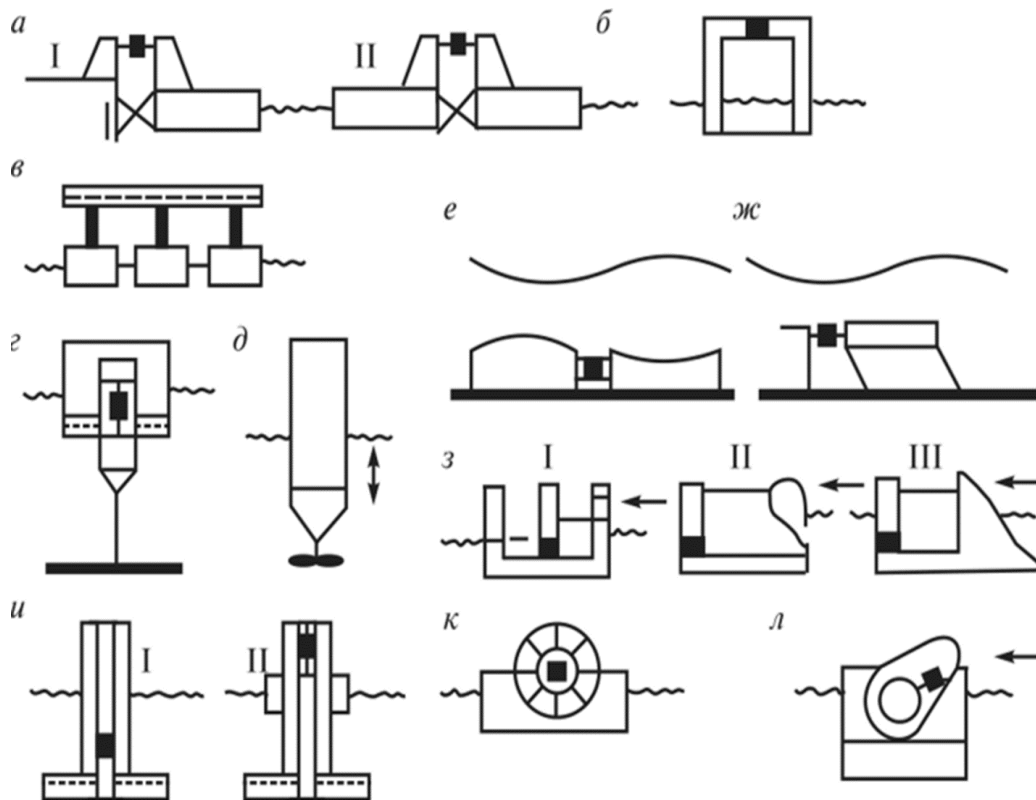


Рисунок 2.78 – Типи хвильових перетворювачів:

- a* – плоти, що переміщуються щодо нерухомої опори (I) або відносно один одного (II); *б* – пневмобуй з вертикальним переміщенням рівня рідини;
- в* – плоти, що переміщуються вертикально щодо загальної рами;
- г* – точковий буй, жорстко пов'язаний з якорем або заглибленою пластиною;
- д* – резонансний буй з робочим колесом, що рухається взаємним переміщенням буя і води; *е* – деформована пневмооболонка; *ж* – підвісне тіло, що коливається у воді;
- з* – похилі рідини (випрямлячі з жалюзі (I), з пружною (II) і нахиленою (III) стінками); *и* – напівзавантажені плавучі системи з водяним стовпом (I), що коливається, і поплавком (II);
- к* – колісно-хвильовий привід; *л* – поплавок, що обертається, на напівзавантаженій платформі



5. Збільшення потужності електроенергетики, коли в світі зростає споживання електроенергії зокрема в осінньо-зимовий період.

6. Можливість використання блочного принципу: окремі перетворювачів з'єднанні в модулі – можливість нарощування потужності виробництва, підключаючи нові блоки перетворювачів.

7. Хвильові електростанції можуть бути використані в ролі хвилерізів для захисту берега, порти, гавані і від дії великих хвиль. Є можливість встановлення деяких видів хвильових станцій на стінках причалів, опорах мостів що зменшить вплив штормових хвиль.

8. Порівняння вітрової та хвильової енергетики дає можливість стверджувати хвильова енергетика більш вигідна ніж вітрова (Потужність хвиль на 1...2 порядки перевищує потужність вітру).

До **недоліків** відносять:

1. При дуже великому потенціалі хвильової енергетики вона забезпечує лише до 1 % електроенергії, що виробляється в світі. Це пояснюється дорожнечою одержуваної від хвиль енергії. Один кВт отриманий хвильовою енергетикою в декілька разів дорожчий чим отриманий на теплових чи атомних станціях.

2. Уривчастість, непостійність хвилювання. Необхідність в акумуляуванні.

3. Хвилі під дією вітру змінюють напрям руху, висоту, довжину та їх сила постійно змінюється, тому необхідно використовувати спеціальні більш складні та дорогі перетворювачі.

4. Різноманітність умов при використанні хвильової енергії призводить до складності з вибору перетворюючих пристроїв та їх параметрів.

5. Використання потужних перетворювачів на глибокій воді далеко від берега створюють труднощі з їх виробництвом, спорудженням, керуванням та передачею вилученої енергії до берега.

6. Відомо що електрична енергія в більшості країн має частоту струму 50 чи 60 Гц. Хвилі мають середній період тривалістю 5...10 с., що відповідає частоті коливань 0.2...0.1 Гц. Для перетворення руху з такою частотою в струм промислової частоти необхідні спеціальні складні перетворювачі.

7. При використанні великої кількості перетворювачів хвиль може постраждати екологія, зменшиться газообмін атмосфери з океаном, забрудниться поверхня.

8. Необхідна можливість протидії штормовим та ураганним хвилям які мають велику інтенсивність. Хвилі висотою 17...25 та більше метрів виникають не так часто, раз на 15...25 років, але конструкції перетворювачів мають їм протидіяти – витримуючи штормові та ураганні навантаження.

9. Розташування пристроїв може становити загрозу для морських та океанських суден.

10. Великі за розміром та потужністю хвилеві електростанції в місцях з великим хвильовим потенціалом, часто бувають менш вигідними ніж середні та малі електростанції навіть в місцях з середнім або малим потенціалом.

11. Хвильові електростанції в деяких місцях можуть заважати риболовному флоту.

#### **2.6.4 Енергія осмосу**

Одна лише різниця в концентрації двох розчинів здатна створити серйозну силу, однак це дійсно так: осмотичний тиск може підняти рівень морської води на 120 м над рівнем моря.

Осмоз (з грецької *Osmos* – тиск, поштовх) (англ. *osmosis*) — процес односторонньої (однобічної) дифузії молекул розчинника через напівпроникну мембрану, що проходить за умови різниці концентрацій розчинів відокремлених один від одного напівпроникною мембраною. Простіше – явище осмосу це вирівнювання концентрацій розчинів, розділених напівпроникною мембраною. Напівпроникні мембрани, це такі мембрани які мають досить високу проникність тільки для деяких речовин, наприклад розчинника. Рух молекул розчинника проходить із зони з меншою концентрацією розчиненої речовини в бік зони з більшою концентрацією розчиненої речовини.

Осмотичний тиск з'являється не під впливом зовнішніх факторів, а виникає внаслідок молекулярно-кінетичних властивостей середовища.

### ***Кінетичне трактування причини осмосу***

Якщо, два розчина різної концентрації (граничний випадок – розчин та чистий розчинник) розділені напівпроникною мембраною то буде виникати потік розчинника від меншої концентрації речовини до більшої, що приведе в подальшому до вирівнювання концентрацій з обидвох сторін мембрани. Це переміщення розчинника (потік) обумовлено тим, що рухливість розчинника більша від рухливості розчинених речовин. Потік проходить через пори мембрани туди, де молекул менше.

### ***Термодинамічне трактування причини осмосу***

Хімічний потенціал чистої рідини ( $\mu_1$ ) більший чим хімічний потенціал рідини в розчині ( $\mu_2$ ). Потік розчинника буде йти в бік меншого хімічного потенціалу поки не станеться вирівнювання хімічних потенціалів, тобто  $\mu_1 = \mu_2$ .

Якщо розділити напівпроникною мембраною чистий розчинник і розчин, то концентрація розчинника в розчині буде нижчою (частина молекул розчинника заміщена на молекули розчиненої речовини). Зі сторони де знаходиться чистий розчинник частинки розчинника будуть переходити у розчин і це буде відбуватися частіше, ніж у зворотному напрямку. Завдяки цьому об'єм розчину буде збільшуватися і тоді концентрація буде зменшуватися, а в розчиннику навпаки об'єм буде зменшуватися а концентрація збільшуватися.

### ***Осмоз і зворотний осмос***

Зворотній осмос набув популярності в 60-і роки. На початку свого використання він застосовувався для опріснення морської води. Сьогодні за принципом зворотного осмосу в світі за добу виробляються  $2 \cdot 10^6$  тон питної води. Прогрес в розробці та виготовленні технологій зворотного осмосу привів до можливості використання цих технологій в системах очистки води в домашніх умовах. В світі вже встановлено десятки тисяч таких систем в домогосподарствах. Отримана в таких системах вода надзвичайно чиста, як тала вода давніх льодовиків, що мають високу чистоту та дуже малу мінералізацію. Для вироблення питної води для людини необхідно пропускати воду через мінералізатори (додавати необхідні мінерали до очищеної води). Така вода екологічно чиста і корисна для здоров'я людини.

### *Принцип дії осмосу*

Осмоз лежить в основі обміну речовин живих організмів. За допомогою осмосу в клітини рослин, тварин і людей надходять поживні речовини і виводяться шлаки. Осмотична мембрана має можливість пропускати молекули та іони певного розміру й не пропускати молекули більшого розміру. Наприклад молекули води мають змогу проникати через мембрану, а молекули розчинених у воді солей – ні. Якщо по різні сторони осмотичної мембрани знаходяться розчини з різною концентрацією солі, то молекули води будуть проходити крізь мембрану із розчину слабкої концентрації до більш концентрованого, що призведе до підвищення рівня в розчині що розріджується. Прохід молекул води крізь мембрану буде спостерігається навіть при однаковому зовнішньому тиску з обох сторін мембрани. «Осмотичним тиском» названа сила під дією якої вода проходить через мембрану. Ця сила пропорційна різниці у висоті рівнів двох розчинів з різною концентрацією.

Стінки кліток рослин будують осмотичну мембрану, що пропускає молекули води й затримує більшість домішок. Квіти, трави під дією осмотичного тиску накопичують воду та їх стеблини стоять вертикально. Коли їм недостатньо води – вони в'януть і виглядають пониклими. Осмотична напівпроникна мембрана відокремлює речовини від води на молекулярному рівні, що дуже важливо для життєдіяльності живих організмів. Першим в 1748 році французький вчений–ченець Ноле відкрив «осмос». Ноле помістив бичачий міхур із вином у колодязь для охолодження. Через стінки міхура із вином почала просочуватися вода. Об'єм вина в міхурі збільшився, але воно стало розбавленим. Так Ноле відкрив «осмос» нове явище у фізиці: проникнення розчину малої концентрації (вода) через мембрану (стінки міхура, які являли собою тонкі плівки тваринного походження які мають пористу структуру) в розчин з більшою концентрацією (вино). Це явище отримало назву «Осмоз».

В другій половині 20 століття вченими Німеччині було відтворено із штучних матеріалів такі напівпроникні мембрани. Призначення – промислове використання та вільний продаж. Такі мембрани повинні витримувати тиск в 40...60 атмосфер і мати високу пористість. За таких умов були створені мембрани з спеціальних синтетичних полімерів. Товщина мембрани з синтетичних полімерів становить 0,1 мікрометра та

менше. Така тонка мембрана сама не може витримати такий високий тиск і тому вона наноситься на пористий надзвичайно міцний матеріал. Для збільшення робочої поверхні мембрану для прямого осмосу скочують в довгий рулон та укладають в циліндричний корпус (рис. 2.79). З однієї сторони мембрани закачана прісна вода, а з іншої солоня.



Рисунок 2.79 – Скоченні в довгий рулон та укладені в циліндричні корпуси мембрани

За допомогою таких мембран з'явилася можливість створення обладнання для використання осмосу та зворотного осмосу (проникнення з концентрованої розчину в менш концентрований). Почалося значне вивчення та виготовлення різних типів мембран (зворотноосмотичних, нанофільтраційних та інших). Великими кроками почала розвиватися мембранна техніка та нано–технології. В цей же період з'явилися перші наукові праці, які лягли з основу промислового застосування зворотного осмосу. В Західних країнах ця технологія стала однією з самих економічних, універсальних та надійних методів очищення води (дозволяє очистити воду практично на 100% та стерилізувати її (позбутися вірусів і мікроорганізмів). Зворотній осмос нагадує звичайну фільтрацію, за якою через мембрану проходять частки розміром менше діаметра отворів в осмотичній мембрані.

**Осмотичний тиск.** В фізиці приведено приклад дії такого тиску: якщо в склянку з водою занурити суху, зморщену ізіюминку то її оболонка через деякий час пропустить воду та ізіюминка накопичить її в середині (розбухне). Молекули води дуже малі та проходять через

оболонку ізюму, а інші речовини (цукор та ін. з великими молекулами) залишаться усередині. Вода буде вирівнювати концентрацію солей в середині й зовні до моменту вирівнювання концентрацій і тоді проникнення води до ізюму зупиниться. Осмотичний тиск – це тиск, який необхідно прикласти до розчину щоб припинити проходження води через осмотичну мембрану.

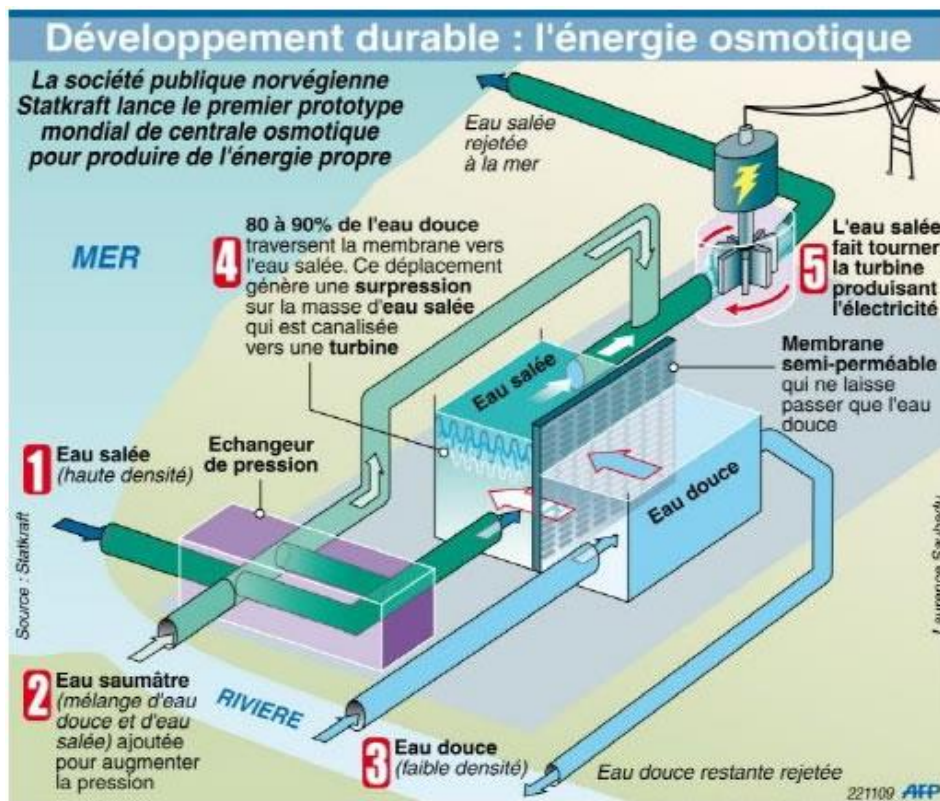
Одним з нещодавно відкритих (середина минулого сторіччя) та перспективних джерел відновлюваної енергії є осмотичні електростанції. Принцип роботи осмотичної електростанції заснований на утворенні осмотичного тиску. В основному місце будівництва таких електростанцій у місцях впадання річок (прісна вода) до моря чи океану (солоня вода). Так станції використовують для виробітку енергії з різниці в концентрації прісної і солоня води. При вирівняні концентрації солоня та прісної води, з'являється надлишковий тиск (осмотичний) – який створює водний потік. Водний потік в свою чергу приводить до обертання лопаті гідротурбін з встановленим генератором. (див. рис. 2.81).

Перша і поки що єдина осмотична електростанція знаходиться в Норвегії (рис. 2.82). Станція побудована норвезькою державною компанією Statkraft у містечку Тофті (Tofte) поблизу Осло. Станція виробляє електрику, використовуючи природне явище осмосу.

Прісна вода надходить до мембрани з однієї сторони до іншої сторони подається морська вода (з оптимальною солоністю) з глибини 35...50 метрів. Мембрани станції вимагають регулярного чищення від залишків, які застрягають в її отворах (порах). Осмотична станція виробляє близько 4 кВт енергії. Найближчим часом ця цифра може збільшитися. Компанія Statkraft планувала в 2015 році вивести станцію на самоокупність, але це не вдалося. Про рентабельність виробництва поки ще говорити рано. Однак, це цілком реальне завдання. Передбачається, що осмотичні електростанції досягнуть потужності 1700 ТВт у рік, що буде достатньо для половини Європи.

Розробками та впровадженням осмотичних станцій займається Японія. Японія острівна держава, оточена із усіх боків океаном в який впадає дуже багато річок. Перспективних місць для побудови осмотичної електростанції дуже багато в будь-яких районах Японії. Окрім цього Японія одна з головних виробників осмотичних мембран (80...85 відсотків світового виробництва мембран).





**Рисунок 2.81 – Схема осмотичної електростанції [11]:**  
**Зелений колір (1) – морська солена вода; світло-зелений (2) – слабо-солена вода; голубий (3) – річкова прісна вода; резервуар (4) з мембраною яка розділяє прісну та солону воду; (5) турбіна з електричним генератором**



**Рисунок 2.82 – Осмотична електростанція в Норвегії**

### **Переваги осмотичних електростанцій:**

- солена морська та прісна річкова вода доступні та є невичерпними природними ресурсами. Такі станції завжди будуть забезпечені необхідним живленням;

- незалежність від рельєфу місцевості, можна будувати там, де ріки впадають в океан;
- для осмотичних станцій не потрібно гідротехнічних споруджень;
- екологічність, відсутність відходів та шкідливих випарів;
- можливість встановлення у містах;
- не шкідливі для людини;
- безперервний процес видобутку електроенергії.

#### **Недоліки осмотичних електростанцій:**

- побудувати таку електростанцію можливо там де є два джерела води – прісної та солоної;
- неможливе будівництво у глибині континенту;
- низька ефективність роботи станції (низька ефективність наявних мембран).

#### ***Перспективи використання***

Головна перевага осмотичних електростанцій (ОЕС) над іншими електростанціями полягає в використанні най дешевшої сировини (практично безкоштовної), поверхня планети на 93% вкрита солоною водою, а прісну можна отримати методом зворотного осмосу. Встановлення електростанції там де річка впадає в море вирішує питання постачання сировини. Для станції не важливі кліматичні умови. Не створюється ні яких токсичних речовин, тільки солоня вода. ОЕС – абсолютно екологічно безпечна. Осмос не завдає шкоди живій природі, а для спорудження ОЕС не потрібно будувати греблю, як для ГЕС. Низька потужність електростанції може бути скомпенсована кількістю таких станцій.

## **2.7 Енергія біомаси**

### **2.7.1 Біопаливо та його джерела**

**Біопаливом** називають речовини рослинного або тваринного походження, а також відходи, які отримуються в результаті їх переробки.

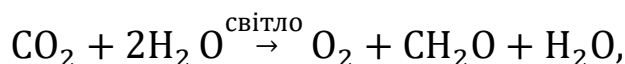
Основа біопалива – органічні сполуки вуглецю, які в процесі з'єднання з киснем при згорянні або внаслідок природного метаболізму виділяють тепло. Унікальна роль вуглецю у живій природі обумовлена



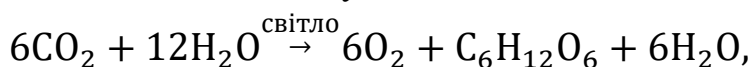
тим, що хімічні зв'язки між атомами вуглецю можуть бути розірвані у порівняно м'яких фізіологічних умовах.

Початкова енергія біопалива виникає у процесі фотосинтезу, що є природним варіантом перетворення сонячної енергії. Фотосинтез – це процес утворення органічних речовин (біомаси) та акумулювання хімічної енергії під дією сонячного випромінювання. При фотосинтезі відбуваються хімічні реакції, в яких беруть участь переважно вуглець, водень, кисень, мінеральні речовини і сонячне випромінювання.

Одні з основних фотосинтетичних реакцій мають вигляд

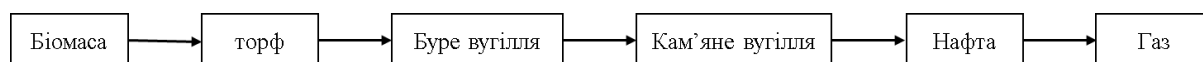


де  $\text{CH}_2\text{O}$  – основний компонент вуглеводів,



де  $\text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6$  – глюкоза.

Внаслідок фотосинтезу утворюються хімічні сполуки цих елементів, енергія яких більша, ніж енергія вихідних матеріалів на величину поглиненої сонячної енергії. При цьому біомаса є основною вихідною речовиною (рис. 2.82) для утворення викопних палив (торфу, вугілля, нафти, газу).

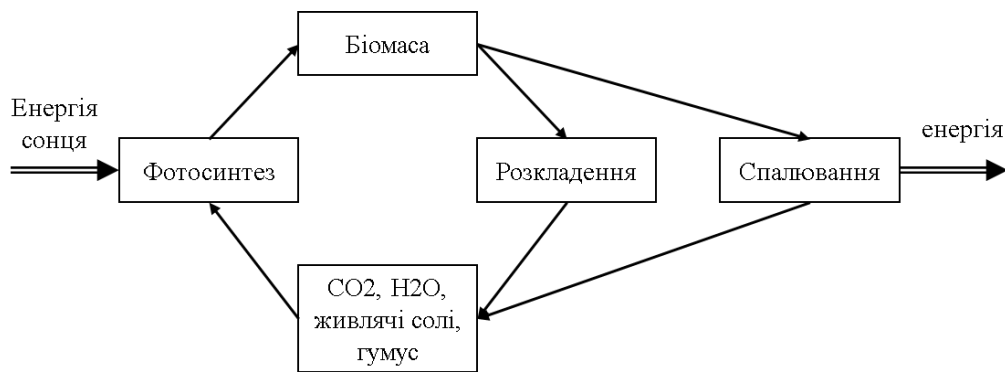


**Рисунок 2.82 – Природна трансформація біомаси у природі**

Біомаса та утворені з неї копалини є акумулятором сонячної енергії. Біомаса – найбільш дешева та великомасштабна форма акумулювання енергії. Щорічний приріст органічної речовини на Землі становить  $2 \cdot 10^{11}$  т, або приблизно  $3 \cdot 10^{21}$  Дж. Це в десять разів більше необхідної енергії для людства.

При подальшій взаємодії отриманих у результаті фотосинтезу речовин із киснем сонячна енергія вивільняється як тепло, а продукти реакції можуть знову перетворюватися на біопаливо.

Таким чином, у природі існує біологічний кругообіг (рис. 2.83). Отже, використання біопалива дозволяє забезпечити безперервний процес отримання енергії без забруднення навколишнього середовища.



**Рисунок 2.83 – Кругообіг біомаси в природі**

Джерела біопалива та нетрадиційні палива, можуть бути згруповані таким чином:

- 1) деревна біомаса (дерева, чагарник та продукти їх переробки);
- 2) відходи від обробки зернових культур (солома, стебла, бадилля, лушпиння від зерна та ін);
- 3) відходи тваринництва (гній, послід);
- 4) відходи промисловості та побутові відходи (сміття);
- 5) енергетична біомаса (рослини, що вирощуються з метою отримання палива);
- 6) торф;
- 7) сланці.

Слід зазначити, що відходи від обробки зернових культур, тваринництва, промислові та побутові відходи, по суті, є вторинними енергетичними ресурсами. З іншого боку, отримання енергії з цих видів біопалива є поки що нетрадиційною енергетикою, а будь-яка сільськогосподарська культура за певних умов може стати енергетичним паливом.

Промислово освоєна технологія ефективної утилізації сланців майже не використовується в нашій країні, отже, цей спосіб одержання енергії є нетрадиційним. Крім того, запаси сланців у нашій країні дуже значні.

Показники енергетичного потенціалу біомаси відрізняються від потенціалу інших відновлюваних джерел енергії тим, що, окрім кліматометеорологічних умов, енергетичний потенціал біомаси в країні в значній мірі залежить від багатьох інших факторів, в першу чергу від рівня господарської діяльності.

Енергетичний потенціал біомаси представлено такими її складовими – енергетичним потенціалом тваринницької сільськогосподарської і рослинної сільськогосподарської біомаси та енергетичним потенціалом відходів лісу.

Приведені середньорічні показники енергетичного потенціалу основних видів біомаси для енергетичних потреб можуть бути використані для встановлення потенціалу при врахуванні відповідних коефіцієнтів зі збільшення або зменшення обсягів отриманої біомаси в розрахунковому році.

Тому дані про наявність кожного з видів біомаси для енергетичних потреб в областях України потребують щорічного обліку, дані про розподіл її енергетичного потенціалу відповідно потребують щорічного перерахунку.

Основні технології переробки біомаси:

- пряме спалювання,
- піроліз,
- газифікація,
- анаеробна ферментація з утворенням бігазу,
- виробництво спиртів та масл для одержання моторного палива.

При обґрунтуванні впровадження біоенергетичних технологій забезпечення охорони оточуючого середовища знезараженням відходів біомаси часто посідає перше місце – в процесі переробки тваринницьких відходів та міських стічних вод, окрім знешкодження небезпечної мікрофлори, гельмінтів та насіння бур'янів, які попадають в ґрунт, в поверхневі та підземні води, усувається забруднення повітря в зонах їх накопичення.

Вирішення агротехнічних проблем є не менш важливим фактором на користь біоенергетики. Причому в даному випадку слід враховувати не тільки підвищення врожайності за рахунок високоякісних добрив, але й зменшення на полях шкідливої мікрофлори та небажаної рослинності.

Економічна ефективність біоенергетичного обладнання в більшості випадків забезпечується правильним вибором технології переробки біомаси та розташуванням обладнання в місцях постійного її

накопичення; важливим є також ефективно і, за можливістю, комплексне використання всіх отриманих в процесі переробки продуктів.

### 2.7.2 Способи переробки біопалива

Переробка вихідного палива проводиться з метою отримання іншого, більш ефективного палива, зручного для автоматизованого спалювання з вищими енергетичними показниками. Автоматизація теплових установок дозволяє збільшити економічну ефективність під час утилізації енергоресурсів. Економічними конкурентами біопалива є переважно рідке паливо та природний газ, оскільки вони однорідні та їх легко адаптувати до автоматики – зміна витрати рідини чи газу в трубі здійснюється простими методами. Для досягнення однорідності та можливості здійснення надійного регулювання витрати біопалива має перероблятися.

Є такі способи підготовки біопалива до спалювання:

- без переробки;
- неглибока переробка – сушіння, дроблення, пресування, екстракція;
- глибока (термохімічна або біохімічна) переробка – піроліз, анаеробне бродіння, ферментація.

Сушці може бути піддано будь-яке біопаливо з метою підвищення теплоти його згоряння. Проте слід враховувати, що сушіння – це дуже енергоємний процес, і тому його застосування необхідне економічне обґрунтування. Дробленню та пресуванню в основному піддається деревне паливо та торф. Екстракції (вичавки) піддаються олійні рослини. Піролізу піддають біопаливо з вологістю менше 50%, анаеробному бродінню і ферментації, навпаки, – з вологістю більше 50%. Джерела біомаси та способи їх переробки з приблизним ККД представлені в табл. 2.12.

**Паливом** називається речовина, яка при згорянні утворює продукти, нагріті до високих температур, за рахунок хімічно пов'язаної енергії, що міститься в паливі. Склад палива (змістом у ньому окремих елементів) характеризується наступним рівнянням:

$$C^p + H^p + S^p + O^p + N^p + A^p + W^p = 100\%,$$

де  $C^p$ ,  $H^p$ ,  $S^p$ ,  $O^p$ ,  $N^p$ ,  $A^p$ ,  $W^p$  – вміст у паливі відповідно вуглецю, водню, сірки, кисню, азоту, золи та вологи.

**Таблиця 2.12 – Джерела біомаси та способи їх переробки перед спалюванням**

Джерело біомаси	Способи переробки	ККД, %
Ліси розробки, відходи переробки деревини (деревна маса)	Без переробки	70
	Піроліз	85
Відходи с.-г. культур (солома, бадилля та ін.)	Без переробки	70
	Анаеробне бродіння	80
Відходи тваринництва (гній, послід)	Анаеробне бродіння	50
Побутові та виробничі відходи (сміття)	Без переробки	50
	Анаеробне бродіння	50

### 2.7.3 Характеристика палив

До складу будь-якого палива у вигляді основних горючих елементів входять вуглець С, водень Н і сірка S. Теплота згоряння водню перевищує теплоту згоряння вуглецю в 4 рази, але вміст водню в паливі зазвичай невеликий. Сірка може згоряти і виділяти теплоту, утворюючи сірчистий та сірчаний ангідрид. Крім того, паливо містить негорючі елементи (кисень О, азот N), а також вологу W і золу А. Кисень зазвичай пов'язує деяку кількість горючих елементів, зменшуючи цим виділення теплоти при згорянні палива. Азот не бере участі в процесі горіння, але на його підігрів та виділення витрачається певна кількість енергії.

Якщо паливо нагріти без повітря до температури близько 850°C, з палива виділяться леткі речовини і залишиться твердий нелетючий осад (кокс). Чим більший вихід летких і нижче температура початку їх виділення, тим легше запалюється паливо і краще горіння.

Золу ( $\text{SiO}_2$ ,  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{TiO}_2$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{CaO}$ ,  $\text{MgO}$ ,  $\text{Na}_2\text{O}$ ,  $\text{K}_2\text{O}$  та ін), що пройшла стадії плавлення компонентів (температура плавлення 1000...1200 °C), при яких вона частково розкладається і перетворюється на масу, що спеклася, називають **шлаком**.

Вологість (відносна або робоча вологість) палива – це відношення маси вологи до маси вологого палива.

#### *Загальна характеристика деревного палива*

Деревина залежно від виду має різний склад. Вона складається з клітковини 50–70% (що містить вуглець, водень і кисень), міжклітинної речовини 30–50% лігніну, азоту, смолянистих речовин, деревного соку у вигляді розчину у воді органічних та мінеральних речовин.

Елементарний склад паливної маси деревини різних порід приблизно однаковий і містить такі масові частки:

$$C^r = 50,9\%, H^r = 6,1\%, O^r = 41,9\%, N^r = 0,8\%, S^r = 0,3\%.$$

**Вологість деревного палива.** Розрізняють дві форми вологи, що міститься у деревній біомасі: вільну та пов'язану.

Вільна волога знаходиться в порожнинах клітин і міжклітинному просторі деревини і утримується тільки механічними зв'язками. По суті, така волога нічим не відрізняється від розливої рідини на поверхні.

Пов'язана волога знаходиться всередині стінок клітин і утримується, крім механічних, додатковими фізико-хімічними (адсорбційними, капілярними, гігроскопічними та ін.) зв'язками. Витрати при сушінні пов'язаної вологи перевищують теплоту випаровування.

Залежно від величини вологості стовбурову деревину поділяють на мокру, свіжозрубану, повітряно-суху, кімнатносуху та суху.

**Мокрою** називають деревину, яка тривалий час перебувала у воді. Вологість мокрої деревини перебуває у діапазоні 50...80%.

Свіжозрубаною називають деревину, що зберегла вологу дерева, що росте. Вона залежить від породи дерева та змінюється в межах 33...60%. Вологість кори у свіжозрубаному стані змінюється у межах (від 27 до 68%). Вологість елементів крони становить близько 50%.

**Повітряно-суха** – це деревина, витримана тривалий час на свіжому повітрі. Отримати суху деревину складно через наявність у ній пов'язаної вологи. При сушінні спочатку видаляється вільна волога, потім пов'язана. При тривалому знаходженні деревини на свіжому повітрі в суху погоду (сушіння) її вологість зменшується до 17...25%.

**Кімнатно-суха** – це деревина, яка тривалий час перебуває в опалювальному та вентилязованому приміщенні (вологість 7...11%).

**Зольність деревного палива.** Зола підрозділяється на внутрішню тугоплавку (температура плавлення вище 1450 °С), що міститься в деревині, і зовнішню легкоплавку (температура плавлення 1100...1350 °С), що потрапила в паливо при заготівлі, зберіганні та транспортуванні біомаси. Зола є небажаною частиною палива, оскільки

знижує вміст горючих елементів та ускладнює експлуатацію топкових пристроїв.

Зміст внутрішньої золи стовбурової деревини змінюється не більше від 0,20 до 1,17%. Зольність кори більша за зольність стовбурової деревини через постійну взаємодію кори з атмосферним повітрям, що містить мінеральні аерозолі. Зольність кори різних порід варіюється від 0,5 до 8%. Внутрішня зольність листя близько 3,5%, гілок та сучків – від 0,3 до 0,7%. Однак залежно від типу технологічного процесу заготівлі деревини зольність кори, елементів крони (листя, гілок та сучків) суттєво збільшується через забруднення їх зовнішніми мінеральними включеннями.

Класифікація деревного палива:

**Лісове паливо** – чагарник, тонкомір, гілки та верхівки дерев, хвоя, пні, тобто все те, що вважається некомерційною деревиною, відходами від лісовирощування та лісозаготівель.

**Просте паливо** – обрізки колод та дощок, тирса, стружки, деревний пил (відходи лісопиляння та деревообробки).

**Відпрацьоване паливо** – це вживані пиломатеріали; сировина йде з будівельної та пакувальної промисловості, від розбирання дерев'яних конструкцій та виробів.

У таблиці 2.13 наведено приблизні дані щодо енергетичного потенціалу відходів лісу в Україні.

### ***Загальна характеристика відходів тваринництва та сільськогосподарства***

До органічних відходів тваринництва та сільськогосподарського виробництва належать: екскременти тварин та рослинні матеріали (солома, бурякове та картопляне бадилля та інші рослинні залишки, якщо вони не використовуються безпосередньо як корм). Наприклад, під час виробництва зернових кожену тонну продукту виходить близько 1,4...1,6 т соломи. Одна свиня на рік видає близько 1,5 т екскрементів, корова – 11 т. Енергія рослин, що йдуть на корм тваринам, використовуються останніми лише на 30...40%, решта ж органічної речовини йде в гній. Внесена у ґрунт 1 т свіжого гною під впливом сонця, повітря та води, розкладається в аеробних умовах та віддає в атмосферу до 1600 МДж тепла.

**Таблиця 2.13 – Енергетичний потенціал відходів лісу в Україні**

№ п/п	Області	Осереднений об'єм відходів для використання у вигляді палива, тис. м <sup>3</sup> /рік	Енергозбереження відходів для використання у вигляді палива, тис. т у.п./рік
1	Вінницька	36,4	7,1
2	Волинська	7,4	15,2
3	Дніпропетровська	0	0
4	Донецька	0	0
5	Житомирська	65,7	12,9
6	Закарпатська	0	0
7	Запорізька	0	0
8	Івано-Франківська	12,5	2,4
9	Київська	69,4	13,6
10	Кіровоградська	0	0
11	Луганська	0	0
12	Львівська	47,3	9,3
13	Миколаївська	0	0
14	Одеська	0	0
15	Полтавська	0	0
16	Рівненська	111	21,8
17	Сумська	30,5	6
18	Тернопільська	22,9	4,5
19	Харківська	0	0
20	Херсонська	0	0
21	Хмельницька	28,5	5,6
22	Черкаська	24,8	4,9
23	Чернівецька	20,8	2,1
24	Чернігівська	48,2	9,5
25	АР Крим	0	0
<b>ВСЬОГО</b>		<b>585,4</b>	<b>114,9</b>

У таблиці 2.14 наведено приблизні дані щодо енергетичного потенціалу тваринницької сільськогосподарської біомаси в Україні.

У середньому у складі соломи, лушпиння соняшника та багаття лляного міститься: С = 42,5...43,5%, Н<sub>2</sub> = 4,9...5,4%, О<sub>2</sub> = 34,6...36,9%, N = 0,44...0,5%, S = 0,1...0,16%, мінеральних речовин 2,4...6,5%. Вологість цих відходів сільського господарства становить 10...15%, вихід летючих 80%, теплота згоряння 12,9...18,1 МДж/кг.



**Таблиця 2.14 – Сумарний річний потенціал тваринницької сільськогосподарської біомаси в Україні**

№ п/п	Області	Кількість гною, млн. т/рік	Вихід біогазу, млн. м <sup>3</sup> /рік	Заміщення орг. палива, т у.п./рік
1	Вінницька	17,9	891	713
2	Волинська	11,0	527	422
3	Дніпропетровська	20,8	110	880
4	Донецька	15,3	794	635
5	Житомирська	15,1	725	580
6	Закарпатська	4,7	243	194
7	Запорізька	15,4	771	617
8	Івано-Франківська	7,3	358	287
9	Київська	16,8	864	692
10	Кіровоградська	11,8	589	471
11	Луганська	11,4	557	454
12	Львівська	13,5	665	532
13	Миколаївська	10,5	518	414
14	Одеська	14,1	733	587
15	Полтавська	17,5	868	694
16	Рівненська	10,4	498	398
17	Сумська	13,0	640	512
18	Тернопільська	11,6	561	449
19	Харківська	18,1	906	725
20	Херсонська	12,7	627	501
21	Хмельницька	16,5	790	632
22	Черкаська	13,6	682	545
23	Чернівецька	6,1	304	243
24	Чернігівська	17,7	856	685
25	АР Крим	12,3	639	511
	<b>Всього</b>	<b>335,1</b>	<b>16706</b>	<b>13373</b>

Недоліком соломи є вміст хлору  $Cl = 0,1 \dots 0,85\%$ , що дуже впливає на корозію поверхонь нагрівання. Крім того, температура плавлення золи соломи жита, вівса та ячменю досить низька –  $735 \dots 840^\circ C$ , температура плавлення золи соломи пшениці –  $1050^\circ C$ . Найбільша проблема при спалюванні соломи – її низька щільність, у непресованій соломи вона лише  $30 \dots 40 \text{ кг/м}^3$ , що здорожує транспортування та складування. Найчастіше солону транспортують у пресованому вигляді.

При збиранні зернових вологість соломи  $30-60\%$ , для спалювання вона придатна при вологості до  $20\%$ . Вологішу солону треба

просушувати до складування, це оберігає її від самонагрівання та гниття при зберіганні.

Відходи сільського господарства, що мають вологість менше ніж 15%, можна утилізувати шляхом спалювання, як і деревну масу. Однак деякі відходи сільського господарства та всі відходи тваринництва мають досить високу вологість (понад 50%). Наприклад, вологість гною великої рогатої худоби – 89%, свиней – 91,5%, курей – 78%. Такі відходи доцільно піддавати анаеробному бродінню чи ферментації. Однак слід враховувати, що деякі органічні сполуки рослин (наприклад, лігнін) та всі неорганічні складові не піддаються зброджуванню. У таблиці 2.15 наведено приблизні дані щодо енергетичного потенціалу рослинної сільськогосподарської біомаси в Україні

### *Характеристика енергетичного палива*

**Енергетичне паливо** – паливо, що виробляється зі швидкозростаючих дерев і чагарників, які вирощуються спеціально для енергетичних цілей (наприклад, верба, що швидко росте, топінамбур).

Паливну біомасу можна розділити на два види:

- котельне паливо (виготовлена біомаса утилізується спалюванням або піролізом без спеціальної переробки);
- моторне паливо (вироблена біомаса переробляється вичавлюванням (екстракцією) з метою отримання пального масла).

У деяких випадках рідкі різновиди палив можуть бути одержані прямо від рослин шляхом екстракції (вичавлюванням). Більше 150 видів рослин, що ростуть у світі, здатні виробляти масла. Можна розділити олійні рослини на такі категорії: насіння (соняшник, льон, ріпак, гірчиця); горіхи (фундук, жолуді, земляні горіхи – 50% вмісту олії); плоди (soя, бавовна); листя (рицинус); ствол (смола сосни, ялинки).

Рослинні олії є високоенергетичною сировиною – теплота згоряння олії 37 МДж/кг, або 34 МДж/л (наприклад, теплота згоряння дизельного палива 42 МДж/кг, або 34 МДж/л). Рослинна олія може бути безпосередньо використана як дизельне паливо в двигунах, оснащених спеціальною системою подачі, проте при цьому утворюється дим і при температурі нижче +20°C масло може затвердіти. Додавши в олію 20% метилового чи етилового спирту, можна отримати чудове дизельне паливо (біодизель).

**Таблиця 2.15 – Потенціал рослинної сільськогосподарської біомаси  
в Україні**

№ п/п	Області	Біомаса зерно-бобових культур, МВт·год/рік	Біомаса соняшника, МВт·год/рік	Рослинні відходи кукурудзи, МВт·год/рік	Рослинні відходи овочів відкритого і закритого ґрунту, МВт·год/рік
1	Вінницька	2400·10 <sup>3</sup>	1197·10 <sup>3</sup>	2780·10 <sup>3</sup>	440·10 <sup>3</sup>
2	Волинська	200·10 <sup>3</sup>	0	170·10 <sup>3</sup>	200·10 <sup>3</sup>
3	Дніпропетровська	1040·10 <sup>3</sup>	6232·10 <sup>3</sup>	5940·10 <sup>3</sup>	820·10 <sup>3</sup>
4	Донецька	360·10 <sup>3</sup>	5244·10 <sup>3</sup>	3330·10 <sup>3</sup>	1060·10 <sup>3</sup>
5	Житомирська	470·10 <sup>3</sup>	3·10 <sup>3</sup>	320·10 <sup>3</sup>	300·10 <sup>3</sup>
6	Закарпатська	70·10 <sup>3</sup>	23·10 <sup>3</sup>	710·10 <sup>3</sup>	210·10 <sup>3</sup>
7	Запорізька	660·10 <sup>3</sup>	5720·10 <sup>3</sup>	3180·10 <sup>3</sup>	580·10 <sup>3</sup>
8	Івано-Франківська	150·10 <sup>3</sup>	0	360·10 <sup>3</sup>	190·10 <sup>3</sup>
9	Київська	1140·10 <sup>3</sup>	88·10 <sup>3</sup>	1530·10 <sup>3</sup>	910·10 <sup>3</sup>
10	Кіровоградська	950·10 <sup>3</sup>	4346·10 <sup>3</sup>	3580·10 <sup>3</sup>	310·10 <sup>3</sup>
11	Луганська	820·10 <sup>3</sup>	4320·10 <sup>3</sup>	2090·10 <sup>3</sup>	570·10 <sup>3</sup>
12	Львівська	270·10 <sup>3</sup>	0	270·10 <sup>3</sup>	310·10 <sup>3</sup>
13	Миколаївська	740·10 <sup>3</sup>	3598·10 <sup>3</sup>	1470·10 <sup>3</sup>	490·10 <sup>3</sup>
14	Одеська	1160·10 <sup>3</sup>	4484·10 <sup>3</sup>	3560·10 <sup>3</sup>	850·10 <sup>3</sup>
15	Полтавська	1830·10 <sup>3</sup>	2843·10 <sup>3</sup>	3660·10 <sup>3</sup>	500·10 <sup>3</sup>
16	Рівненська	200·10 <sup>3</sup>	0	310·10 <sup>3</sup>	230·10 <sup>3</sup>
17	Сумська	1120·10 <sup>3</sup>	488·10 <sup>3</sup>	1290·10 <sup>3</sup>	330·10 <sup>3</sup>
18	Тернопільська	1110·10 <sup>3</sup>	0	670·10 <sup>3</sup>	240·10 <sup>3</sup>
19	Харківська	1210·10 <sup>3</sup>	4466·10 <sup>3</sup>	2990·10 <sup>3</sup>	580·10 <sup>3</sup>
20	Херсонська	570·10 <sup>3</sup>	2260·10 <sup>3</sup>	2300·10 <sup>3</sup>	700·10 <sup>3</sup>
21	Хмельницька	1480·10 <sup>3</sup>	6·10 <sup>3</sup>	2490·10 <sup>3</sup>	330·10 <sup>3</sup>
22	Черкаська	1740·10 <sup>3</sup>	1466·10 <sup>3</sup>	3550·10 <sup>3</sup>	600·10 <sup>3</sup>
23	Чернівецька	290·10 <sup>3</sup>	7·10 <sup>3</sup>	1490·10 <sup>3</sup>	230·10 <sup>3</sup>
24	Чернігівська	700·10 <sup>3</sup>	71·10 <sup>3</sup>	950·10 <sup>3</sup>	360·10 <sup>3</sup>
25	АР Крим	130·10 <sup>3</sup>	1102·10 <sup>3</sup>	960·10 <sup>3</sup>	730·10 <sup>3</sup>
	<b>Всього</b>	<b>21110·10<sup>3</sup></b>	<b>47964·10<sup>3</sup></b>	<b>49950</b>	<b>12070·10<sup>3</sup></b>

Основною метою енергетичної ферми могло бути виключно виробництво палива, але вигідніше знайти найкраще співвідношення між отриманням корисних продуктів з різних видів біомаси.

**Переваги** агрохімічного способу отримання біопалива:

- величезні потенційні запаси;
- рослинна олія не токсична, не вогненебезпечна, не має неприємного запаху, не містить сірчистих сполук;
- екологічність методів виробництва палива, можливість використання непрямих земель;

– великий досвід вирощування сільськогосподарських культур.

**Недоліки** – висока трудомісткість та можливість конкуренції із виробництвом харчових культур.

### ***Характеристика твердих побутових та промислових відходів***

Останні десятиліття у світі сталося різке збільшення обсягів утворення твердих побутових відходів. Вплив потоку твердих побутових відходів гостро позначається на глобальних геохімічних циклах органічного вуглецю. Так, маса цього елемента, що надходить у довкілля з відходами, становить приблизно 85 млн. т на рік, тоді як загальний природний приплив вуглецю в ґрунтовий покрив планети становить лише 41,4 млн. т на рік.

Відходи поділяються на побутові (як правило, тверді) та промислові (тверді та рідкі). У табл. 2.16 наведені джерела вуглецевмісних відходів.

**Таблиця 2.16 – Джерела вуглецевмісних відходів**

<b>Найменування джерела відходу</b>	<b>Склад відходу</b>	<b>Теплота згоряння, МДж/кг</b>
Тверді побутові відходи	Органічні речовини 60...70% (вуглецю 35%), зольність 30...40%, вологість загальної маси 40...50%	2,5...9
Промислові відходи нафтопереробних заводів, залізничних підприємств, нафтобаз та ремонтних заводів	Нафтопродукти 20...30%, вода 20...30%, механічні домішки 40...50%	10...15
Промислові відходи автомобільних баз (відпрацьовані масла та мастила, паперові фільтри машин та механізмів)	Нафтопродукти 90%, волога 8%, металеві та мінеральні включення 2%	23...27
Промислові відходи залізничних служб (старі дерев'яні шпали)	Деревина 75%, креозот 5%, волога 20%	19...23

Властивості твердих побутових відходів, закономірності зміни цих властивостей нині мало вивчені. Існуюча інформація не повна і систематизована. Відсутні перевірені у виробництві технології знешкодження більшості токсичних продуктів. До цього часу переробляються переважно нейтральні чи малотоксичні відходи.

Існують такі способи ліквідації твердих відходів:

- поховання на полігонах;
- термічна переробка;
- сортування та переробка органічної сировини в органічне добриво (анаеробна переробка);
- хімічні, біологічні та фізико-хімічні методи.

Рідкі промислові відходи зазвичай спалюються.

У європейських державах 40% відходів перетворюють біологічною обробкою на органічні добрива, 10% спалюють на сміттєспалювальних заводах, 50% відходів захороняють.

За результатами різних досліджень можна назвати такі **негативні** чинники впливу полігонів відходів на довкілля:

1. Сильне поверхнєве забруднення ґрунтів на великих територіях, забруднення підземних вод та ґрунтів до глибини понад 20 м. При цьому встановлено, що до складу забруднюючих компонентів при багаторазовому перевищенні гранично допустимих концентрацій входять: Co, W, Mo, V, Zr, Pb, Bi, Zn, Li, Sr Fe, Ba, Cr, P, Ti, Ni, нітрати, амоній, Cl (від 2 до 100 гранично допустимих концентрацій) тощо. водяні потоки зазнають постійного забруднення фільтратами полігону.

2. Вплив біогазу, що виділяється (суміші метану, кисню, вуглекислого газу), викликане біохімічним розкладанням органічного матеріалу:

- Токсичні виділення біогазу перевищують санітарні норми і можуть викликати задуху людини. Відомо чимало випадків отруєнь при технічному обслуговуванні заглиблених інженерних комунікацій, які супроводжувалися смертельними наслідками.

- Біохімічне розкладання та хімічне окислення матеріалу звалища може супроводжуватися утворенням вогнищ виділення тепла з підвищенням температур до 75 °C, тобто можливе самозаймання відходів. Часті пожежі на полігонах також є наслідком стихійного, безконтрольного поширення звалищного газу.

- При накопиченні звалищного газу можуть формуватися вибухо– та пожежонебезпечні умови у будівлях та спорудах, розташованих поблизу поховань твердих побутових відходів;

- Гноєння твердих побутових відходів супроводжується поширенням запаху на відстань понад 1 км;

– Звалищний газ є парниковим газом, який посилює ефект зміни клімату Землі загалом.

Провідні країни почали активно займатися переробкою промислових та твердих побутових відходів ще у 60-ті роки минулого сторіччя. Останнім часом у США, Японії, Німеччині, Франції та Швейцарії було створено розгалужену інфраструктуру зі збирання, сортування та первинної переробки відходів та побудовано високопродуктивні сміттєспалювальні заводи.

Попри різноманітність складу твердих побутових відходів, їх можна як низькосортне паливо. Термічна переробка твердих побутових відходів не тільки їх знешкоджує, а й дозволяє отримувати теплову енергію, а також витягувати чорний металобрухт, що є в них. Спалювання твердих побутових та промислових відходів складно технічно і вимагає дорогого газоочищення. Якщо відходи містять понад 14% вуглеводнів, то їх раціональніше піддавати термічній переробці, отримуючи при цьому теплову енергію, якщо менше 14% – то для знешкодження таких відходів краще використовувати хімічні, біологічні чи фізико-хімічні методи.

Іншим напрямом утилізації твердих побутових відходів є сортування та попередня підготовка твердих побутових відходів, а потім анаеробна переробка в органічне добриво (компост).

### ***Загальна характеристика торфу***

Торф – органічна гірська порода, що утворилася внаслідок відмирання і неповного біохімічного розкладу болотних рослин в умовах надлишкового зволоження при нестачі кисню, який може містити до 50% мінеральних компонентів на суху речовину. Зовнішнє торф – це волокниста (при малому ступені розкладу рослинних залишків) чи пластична (при високому ступені розкладу) маса. Забарвлення торфу залежить від вмісту в ньому гумусу і змінюється від світло-жовтого у малорозкладеному стані до темнокоричневого чи майже чорного у сильно розкладеному стані.

Зольність торфу – це відношення маси мінеральної частини торфу, яка залишається після його згоряння, до маси сухого торфу. У практиці торфяного виробництва торф за зольністю поділяється на малозольний, середньо зольний та високо зольний.

Для палива використовують торф із зольністю до 35% і як добрива у сільському господарстві. Нижча теплота згоряння кускового торфу – 10 700, фрезерного торфу – 8 500 кДж/кг.

Поклади торфу виникли із залишків рослин за її частковому розкладанні серед з надлишком води та недоліком кисню. У середньому у складі сухого торфу міститься: С = 58%, Н<sub>2</sub> = 6%, О<sub>2</sub> = 33%, N = 2,5%, S = 2,5%. Вміст золи 5%, вологи 35...60%, теплота згоряння 9,2...11,9 МДж/кг. Торф зазвичай відноситься до повільно відновлюваних біопалив – щороку кожен гектар боліт приростає приблизно на одну тонну торфу.

Деякі експерти вважають, що спалювання торфу є економічно не ефективним. Однак, наприклад, у Фінляндії, з дозволу екологів, видобуток торфу на рік довели до 15 млн. т. Частка його у виробництві теплової енергії становила 17,5%, електричної – 5,3%.

Що стосується наслідків осушення та торфовидобутку, тобто технології відпрацювання торф'яних родовищ, що вибули з експлуатації, або під лісопосадки, якщо вони підходять за гідрологічними умовами, або під будівництво водойм, або під сільськогосподарські угіддя. У деяких випадках можна проводити повторне заболочування.

Торф може бути використаний у тій же спалювальній установці, що і тріска, так як теплота згоряння практично така сама, як у палива з деревної маси. Торф як паливо може використовуватися двома способами: безпосередньо як висушений торф або у формі брикетів. Торф у вигляді брикетів має низьку вологість (12...15%) і високу теплоту згоряння (19 МДж/кг). Крім того, із торфу можна отримувати середньокалорійний генераторний газ.

Однак із переробкою торфу пов'язано також безліч проблем. Торф повинен видобуватись виключно в літні місяці і висушуватись на сонці настільки, наскільки дозволяють погодні умови. Незважаючи на це, в торфі утримуватиметься досить багато вологи, яку можна видалити «вичавлюванням» або ж просушуванням на відкритому повітрі. У торфу велика зольність та високий відсоток вмісту шлаків у порівнянні з іншими видами біопалив, він містить також пісок та частинки ґрунту, що створює проблеми із ошлакуванням переробних пристроїв. Торф може самозайматись, а отже, зберігання його повинно здійснюватися в контейнерах з вогнетривкими стінами для запобігання можливому поширенню вогню.

Тим часом слід зважати і на те, що торф – комплексна сировина. Сучасні технології дозволяють з торфу виробляти органічні та

органомінеральні добрива, удобрювальні суміші та меліоранти, біостимулятори, ростові речовини та кормові добавки, сорбційні матеріали для поглинання шкідливих та токсичних речовин, у тому числі важких металів та радіонуклідів, торфолужні реагенти для бурових робіт та виробництва, лікарські засоби, вироби побутової хімії, косметики, поліграфії та інші продукти.

Торфові родовища зустрічаються майже по всій території України: Рівненській, Волинській, Чернігівській, Житомирській, Київській, Львівській областях і інших. Майже немає родовищ торфу в Миколаївській, Запорізькій, Дніпропетровській, Закарпатській, Івано-Франківській областях, де ступінь заторфованості не перевищує 0,1%.

Промисловий видобуток торфу на сьогодні ведеться в 12 областях України. На території держави виявлено і розвідано 3118 торфових родовищ з геологічними запасами біля 2,2 млрд.т., загальна площа цих родовищ становить біля 1 млн. га, в промислових межах – біля 600 тис. га, балансові запаси торфу становлять біля 735 млн т.

### ***Загальна характеристика горючих сланців***

Горючі сланці є осадовими мінеральними утвореннями, просочені органічними речовинами, що містять клітковину, віск, жирні кислоти і т. д., і, на відміну від вугілля, характеризуються:

- наявністю значного (до 82%) мінерального баласту, у складі якого міститься до 45% кальцієвих сполук, у тому числі багато карбонатів;

- високою теплотою згоряння паливної маси (25...40 МДж/кг) внаслідок високого вмісту водню (до 8%) в органічній масі, хоча робоча маса більшості сланців має теплоту згоряння всього 4...9 МДж/кг;

- високим (до 90%) виходом летючих;

- підвищеним (до 7%) вмістом сірки.

Можливість одержання із застосуванням певних технологій з органічної частини горючих сланців рідких та газоподібних вуглеводнів, за умови утилізації зольного залишку, змушує по-новому поглянути на це незаслужено забуте джерело енергії.

Основними напрямками використання горючих сланців є:

- 1) енергетичне – використання сланців як тверде паливо;



2) енерготехнологічне – горючі сланці зазнають термічного розкладання, в результаті чого виділяються рідкі та газоподібні горючі продукти: смола, газовий бензин, газ та ін;

3) енергоклінкерне – пилоподібні горючі сланці спалюються в топках котелень з розплавом золи для отримання клінкеру високомарочного сланцевого цементу;

4) енергохімічний – що об'єднує всі попередні напрямки і є найбільш прогресивним комплексним використанням горючих сланців з метою отримання широкої гами продукції: енергії, хімічних продуктів та будівельних матеріалів.

Використання сланців як палива в електроенергетиці різних країн досі не знаходило широкого застосування.

Сланцева зола ділиться на летку – уловлювану при газоочищенні фільтрами (~64%) і важку, що випадає на дно (~36%). Високий вміст порівняно низькоплавкої золи (1030...1170°C) пов'язаний з небезпекою шлакування, засміченням і зносом поверхонь нагріву, підвищенням втрат від механічного недопалу, і навіть із труднощами організації золоуловлювання і золовидалення. Крім того, летюча зола пального сланцю сильно засмічує повітряний басейн. Разом із димовими газами викидається значна маса золи та оксидів сірки.

Технологія спалювання палива, що розвивається в останні 20 років, в «киплячому» шарі (класичному або циркулюючому) при атмосферному тиску дозволяє використовувати горючі сланці будь-якої калорійності з задовільними екологічними показниками. Однак така технологія обмежує одиничну потужність котла та недостатньо ефективна.

## Контрольні питання

1. Запишіть баланс сонячного випромінювання.
2. Що впливає на інтенсивність сонячної радіації на поверхні Землі?
3. Як перетворюється енергія електромагнітного випромінювання при досяганні Землі?
4. Що таке сонячний колектор?
5. В чому полягає основний принцип роботи сонячного колектора?

6. Що таке абсорбер, теплоносій?
7. Як класифікують сонячні колектори?
8. Наведіть особливості будови плоского сонячного колектора.
9. Наведіть особливості будови вакуумного сонячного колектора.
10. Назвіть особливості фокусуючих сонячних колекторів.
11. Що таке сонячні ставки?
12. Що таке акцепторні та донорні домішки?
13. Що обмежує ефективність роботи сонячних елементів?
14. Які матеріали застосовують для фотоелементів?
15. Назвіть переваги і недоліки сонячної енергетики.
16. Які перспективи розвитку вітроенергетики в Україні?
17. Як визначити середньодобову, середньомісячну та середньорічну швидкість вітру?
18. Що таке роза вітрів? Наведіть приклади.
19. Як визначити швидкість вітру на висоті  $h$ ?
20. Як визначити величину щільності повітря при ненульових умовах?
21. Залежить чи ні питома потужність вітру від його швидкості і температури навколишнього середовища? Якщо залежить, то як?
22. Що таке технічний, економічний та валовий потенціали вітрової енергії?
23. Як поділяють за рівнем потужності ВЕУ?
24. Дайте характеристику класам вітроелектричних установок в залежності від призначення і умов їх роботи по відношенню до енергосистеми, до якої вони підключені, і способу управління.
25. Які конструктивно-компонувальні схеми горизонтально-осьових вітроелектричних установок даний час застосовуються у світовій вітроенергетиці?
26. Як є переваги та недоліки вертикально-осьові ВЕУ?
27. Які на практиці використовують види роторів з вертикальною віссю обертання?
28. В яких режимах електропостачання можливе використання ВЕУ?
29. Які існують схеми систем генерування і використання електроенергії при автономній роботі ВЕУ?
30. На які типи поділяються геотермальні родовища?

31. Що таке теплова труба?
32. Як застосовуються підземні геотермальні води?
33. Що таке геотермальна енергетика?
34. Як класифікують геотермальні ресурси?
35. Як працює електростанція з бінарним циклом?
36. Які переваги мають ГЕС з порівнянням із ТЕС?
37. З яких елементів складається ГЕС?
38. Які принципові схеми застосовуються для малих ГЕС?
39. Які існують типи гідравлічних турбін?
40. На які типи поділяються океанічні та морські джерела енергії?
41. Що таке припливи та відливи?
42. Які існують технології для отримання енергії від припливів та відливів?
43. Наведіть приклади використання енергії океанських течій?
44. Як використовується енергія хвиль?
45. Як класифікують типи перетворювачів хвильової енергії?
46. Що таке осмос?
47. Які переваги і недоліки осмотичних електростанцій?
48. Які існують джерела біопалива?
49. Які існують способи переробки біопалива до спалювання?
50. Як класифікують деревне паливо?

## РОЗДІЛ 3

# НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

### 3.1 Класифікація низькопотенційних джерел енергії

Кожна технологічна установка характеризується певним енергетичним ККД, який показує, яка величина підведеної до процесу енергії втрачається. На практиці відбувається постійна боротьба з втратами, використовуються найрізноманітніші способи їх скорочення, у тому числі організаційно-технічні, пов'язані з налагодженням технологічних процесів і режимів роботи агрегатів, поліпшенням ізоляції технологічного обладнання, трубопроводів гарячої води, пари тощо. Один із шляхів зниження втрат – використання можливості повернення частини втрат енергії безпосередньо в той процес, в якому вони утворюються.

Численні дослідження підтверджують енергетичну та економічну ефективність регенерації та рекуперації енергії. Після цього залишаються лише втрати, які за даною технологією при існуючому рівні розвитку техніки зменшити і уникнути неможливо. Цю частину енергетичних втрат прийнято вважати вторинними енергоресурсами (ВЕР), які поділяються на горючі (паливні), теплові та надлишкового тиску.

**Горючі ВЕР** – побічні газоподібні продукти технологічних процесів, які можуть бути використані як енергетичне або технологічне паливо, а саме це:

- побічні горючі гази плавильних печей (доменний колошниковий газ, шахтних печей і вагранок, конверторний тощо);
- горючі відходи процесів хімічної і термохімічної переробки вуглецевої сировини (синтез, відходи електродного виробництва, горючі гази при отриманні початкової сировини для пластмас, каучуку тощо);
- тверді і рідкі паливні відходи, які не використовуються (не придатні) для подальшої технологічної переробки;
- відходи деревообробки, луги целюлозно-паперового виробництва.

Горючі ВЕР використовуються в основному як паливо та біля 5%

на не паливні потреби (переважно як сировина).

**Теплові ВЕР** – це тепло газів, що відходять при спалюванні палива, тепло води або повітря, що використовують для охолодження технологічних агрегатів і установок, тепловідходів виробництва, наприклад, гарячих металургійних шлаків.

Одним з дуже перспективних напрямів використання тепла слабо нагрітих вод є застосування так званих теплових насосів, що працюють за тим же принципом, що і компресорний агрегат в домашньому холодильнику. Тепловий насос відбирає тепло від скидної води й акумулює теплову енергію при температурі близько  $90^{\circ}\text{C}$ , іншими словами, ця енергія стає придатною для використання в системах опалення та вентиляції.

Велика кількість теплової енергії втрачається при так званому «скиданні» промислових стічних вод, що мають температуру  $40\dots 60^{\circ}\text{C}$  і більше, при відведенні димових газів з температурою  $200\dots 300^{\circ}\text{C}$ , а також у вентиляційних системах промислових і громадських будівель, тваринницьких комплексів (температура видаляється з цих приміщень повітря не менше  $20\dots 25^{\circ}\text{C}$ ).

**ВЕР надлишкового тиску (напору)** – це потенційна енергія газів, рідин і сипучих тіл, які покидають технологічні агрегати з надлишковим тиском (напором), який необхідно знижувати перед наступною сходинкою використання цих рідин, газів, сипучих тіл або при викиді їх в атмосферу, водойми, ємності та у інші приймачі. Сюди ж відноситься надлишкова кінетична енергія.

Вторинні енергетичні ресурси надлишкового тиску перетворюються на механічну енергію, яка або безпосередньо використовується для приводу механізмів і машин, або перетворюється в електричну енергію. Прикладом застосування цих ресурсів може слугувати використання надлишкового тиску доменного газу в утилізаційних безкомпресорних турбінах для вироблення електричної енергії.

Залежно від виду і параметрів, вторинні енергоресурси використовуються в одному з наступних напрямів:

**Паливний** – безпосереднє використання горючих ВЕР як котельно-пічного палива.

**Тепловий** – використання енергоносіїв, що виробляються за рахунок ВЕР в утилізаційних установках або одержуваних безпосередньо

як ВЕР, для забезпечення потреби в тепловій енергії. До цього напрямку відноситься також отримання штучного холоду за рахунок ВЕР в абсорбційних холодильних установках.

**Електроенергетичний** – використання ВЕР з перетворенням енергоносія для отримання електроенергії в газових або парових конденсаційних турбоагрегатах.

**Комбінований** – перетворення потенціалу теплових ВЕР для вироблення в утилізаційних установках (утилізаційних ТЕЦ) за теплофікаційним циклом електро- і теплоенергії.

### 3.2 Види ВЕР і способи їхнього застосування

Види ВЕР і способи їх використання наведені у табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Види ВЕР і способи їх використання

Вид ВЕР	Носій ВЕР	Енергетичний потенціал	Спосіб використання
Горючі	Газоподібні відходи	Низька теплота згорання	Спалювання в паливо в установках
Теплові	Відхідні гази, готова продукція та відходи виробництва, теплоносії охолодження відпрацьований і попутний пар	Ентальпія	Вироблення в теплоутилізаційних установках водяної пари, гарячої води покриття теплової потреби, вироблення електроенергії в конденсаційному або теплофікаційному турбоагрегаті
Надлишковий тиск	Гази з надлишковим тиском	Робота ізоентропійного розширення	Вироблення електроенергії в газовому утилізаційному турбоагрегаті

Вихід ВЕР – кількість ВЕР, що утворюються в технологічному агрегаті.

Вихід ВЕР:

– для горючих:

$$q^{\text{гор}} = mQ^P;$$

– для теплових:

$$q^{\text{тепл}} = ml;$$

– для ВЕР надлишкового тиску:

$$q^{\text{надл}} = ml,$$

де  $q$  – вихід відповідних ВЕР;  $m$  – питома або годинна кількість енергоносія;  $Q^P$  – найнижча теплота згоряння;  $i$  – ентальпія енергоносія;  $l$  – робота ізоентропійного розширення газів.

### 3.2.1 Характеристика горючих ВЕР чорної металургії

Горючі ВЕР чорної металургії – це коксовий, доменний, конверторний і феросплавний газ.

**Доменний газ** утворюється при виплавці чавуну в доменних печах. Його вихід і хімічний склад залежать від властивостей шихти та палива, режиму роботи печі, способів інтенсифікації процесу. Частка негорючих компонентів азоту та вуглекислого газу в доменному газі становить 70%. При спалюванні доменного газу максимальна температура продуктів згоряння дорівнює 1487° С. На виході з печі газ забруднений колосниковим пилом. Використовувати доменний газ як паливо можна тільки після його очищення.

**Феросплавний газ** утворюється при виплавці феросплавів в руду відновлювальних печах. Сумарний вміст сірководню та оксиду сірки в перерахунку на оксид сірки не повинний перевищувати 1 г/м<sup>3</sup>.

**Конвертерний газ** утворюється при виплавці сталі в кисневих конвертерах. Газ в основному складається з оксиду вуглецю. Як паливні ВЕР конвертерний газ використовується при відведенні без допалювання.

Доменний і коксовий газу використовуються практично повністю. Використання феросплавного газу можливе для технологічних (підігрів матеріалів, часткове попереднє відновлення сировини) і теплофікаційних цілей, спалюванням в котельні. Конвертерний газ частково використовують в охолоджувачах, але повне використання його ще не вирішено. При спалюванні його в печах після газоочистки втрачається до 900 кг у.п./т конвертерної сталі.

Річний вихід горючих ВЕР у цілому по даній галузі оцінюється в десятки млн. т.у.п., а ступінь їх використання сягає 93%. При цьому використання доменного газу становить 96,6%, феросплавного – 38,0%. Подальше підвищення ступеня їх використання пов'язане з вирішенням цілої низки науково-технічних завдань: розробкою і впровадженням установок для очищення газів феросплавних печей, розробкою системи очищення і вловлювання конвертерного газу без

допалювання тощо.

### **3.2.2 Характеристика горючих ВЕР хімічної промисловості**

Понад 98% загальної кількості горючих ВЕР хімічної промисловості припадає на азотну, фосфорну і хлорну підгалузі. Горючі відходи виникають на виробництвах аміаку, метанолу, ацетилену, капролактаму, каустичної соди, жовтого фосфору тощо.

При виробництві аміаку утворюються ретурні і продувні гази, фракція СО, а також рідкі вуглеводні, які можуть бути використані як паливо. При отриманні метанолу виділяються танкові і продувні гази; ацетилену – сажовий шлам і вищі ацетиленові гомологи; капролактаму – продувний газ і водень; каустичної соди – водень. Горючими також є гази електропечей у виробництві жовтого фосфору і карбїду кальцію. Сумарний вихід горючих ВЕР в галузі еквівалентний кільком млн т у.п./рік, а коефіцієнт використання досягає 75%.

Всі названі ВЕР використовуються або можуть бути використані як паливо, що спалюється в технологічних або енергетичних установках. Економічно це, безумовно, доцільно, бо витрати, пов'язані з організацією спалювання, наприклад горючих газів, складають не більше 10...20% від витрат на видобуток і транспорт первинного палива. Крім того, при їх спалюванні відбувається знешкодження речовин, що викидаються в атмосферу, від токсичних і канцерогенних компонентів, що містяться в них, це покращує екологічну обстановку в районах розташування розглянутих виробництв.

Основні труднощі при використанні горючих ВЕР пов'язані з їх збиранням, транспортуванням, а також необхідністю вдосконалення існуючих та розробки нових методів і пристроїв для їх спалювання.

### **3.2.3 Характеристика теплових ВЕР**

Найбільші труднощі виникають при вирішенні питань, пов'язаних з утилізацією теплових ВЕР промисловості, які обумовлені великою різноманітністю останніх за температурою, режимом видачі, видом і фізико-хімічними властивостями їх носія та інших чинників. Деякі з них не використовуються, оскільки немає існуючих технічних рішень та обладнання для їх утилізації (або встановлення обладнання занадто дороге).

До числа галузей, що визначають вихід теплових ВЕР в



промисловості, в першу чергу, відноситься чорна та кольорова металургія. З печей і агрегатів металургійного виробництва готовий продукт і шлак виходять з високою температурою, у деяких випадках це теплота ВЕР.

**Теплота рідкої сталі** використовується в прокатному виробництві за рахунок гарячого посаду злитків. Використання фізичної теплоти коксового газу можливе після сухої очистки. Найбільшу температуру мають конверторні гази.

**Теплота продуктів згорання печей.** У мартенівських печей теплота продуктів згорання дорівнює 12,5 ГДж/т сталі, у нагрівальних печей – 0,8 ГДж/т прокату. Використання цієї теплоти можливо в котлах-утилізаторах за умови оснащення їх віброочищенням та дробоочищенням, так як запиленість газів досягає 5 г/м<sup>3</sup>. Можливе використання цієї теплоти для нагріву шихти в шахтних підігрівачах. Нагрівання шихти газами економить 12% палива, підвищує продуктивність печі на 15%, порівняно швидко окупає капітальні витрати.

**Теплота матеріалів.** Втрати складають: 1 ГДж/т рідкого чавуну, 1,2 ГДж/т рідкої сталі, 0,8 ГДж/т рідкого шлаку, 12 ГДж/т коксу, 0,6 ГДж/т агломерату. Вирішено тільки використовувати теплоту коксу. В установках сухого гасіння отримують 0,3...0,4 т пари коксу. Використання теплоти чавуну, сталі, шлаку неналагоджено. Використання теплоти агломерату повторним використанням охолоджуючого повітря для нагріву шихти на 25...30% знижує вміст вуглецю в шихті, що вигідно для основного технологічного процесу. Використання теплоти шлаку можливо при створенні нових типів грануляторів.

**Теплота охолоджуючої води.** В установках випарного охолодження вихід пари 0,1 т/т чавуну і 0,2 т/т мартенівської сталі. Всі технологічні питання випарного охолодження печей вирішені і тому потрібно максимально широке впровадження способу у виробництво. Необхідно поліпшити технічні рішення по уніфікації охолоджуваних елементів, підвищенню тиску пари, поліпшити контроль за щільністю схем охолодження, вдосконалити автоматику утилізуючих установок. Необхідно поширення досвіду чорної металургії в хімічну промисловість, машинобудування і т. д.

Сумарний вихід теплових ВЕР галузі еквівалентний

20 млн т.у.п./рік. Проте фактично в даний час вироблення тепла утилізаційними установками становить близько 3 млн т.у.п./рік. Що дозволяє покрити 34% загальної потреби галузі. Невисокий ступінь використання ВЕР в значній мірі пояснюється недоліком вже освоєного промисловістю утилізаційного обладнання. До теплових ВЕР відносяться енергоносії у вигляді водяної пари, гарячої води та вентиляційних викидів.

У промисловості будівельних матеріалів ВЕР утворюються при випалюванні цементного клінкеру і керамічних виробів, виробництві скла, виплавці теплоізоляційних матеріалів. Їх використанню поки що приділяється недостатня увага. При сумарному виході теплових ВЕР, еквівалентних 1,0...1,5 сотням тисяч т.у.п. на рік, їх утилізація з виробленням тепла не перевищує 15...17%. У даний час котлами утилізаторами обладнуються в основному великі скловарні печі на заводах листового скла.

У хімічній промисловості найбільш енергоємними є виробництво аміаку, хімічного волокна, синтетичної смоли, кальцинованої соди, фосфору, метанолу, яке споживає понад 70% електроенергії і більше половини тепла, що витрачається всією галуззю. Вихід ВЕР по галузі в цілому досить великий і становить більше 1,0 т.у.п./рік.

Теплові ВЕР в значній мірі покривають потреби в теплі окремих виробництв. Так, в азотній промисловості, за рахунок ВЕР задовольняється понад 26% потреб в теплі, в содової – понад 11%. Проте рівень використання цього виду ВЕР в галузі все ж не відповідає сучасним вимогам. На даний час, в найбільш енергоємних її підгалузях коефіцієнт використання становить лише близько 37%. Основна причина відносно низького рівня їх використання полягає в тому, що технологічні агрегати далеко не повністю обладнані вже освоєним утилізаційним обладнанням, крім того, в низці випадків утилізація неможлива через відсутність необхідних технічних засобів.

### **3.2.4 Низькопотенційне тепло**

До низькопотенційних теплових (НТП) відходів відносяться ентальпія газів, що відходять з технологічних і енергетичних установок з температурою нижче 400° С; води, що охолоджують елементи конструкцій технологічного обладнання; вентиляційні викиди; шахтні води;

пара вторинного закипання і т.п.

Носіями низькопотенційного тепла звичайно є корозійно-активні, забруднені, запилені рідини і гази, від яких його практично неможливо відвести, використовуючи стандартну теплообмінну апаратуру. Інакше кажучи, для виконання завдання по використанню НПТ необхідне створення спеціального утилізаційного обладнання.

Досвід зарубіжної і відносно невеликої вітчизняної практики з утилізації низькопотенційних теплових відходів дозволяє назвати необхідні для цього основні технічні засоби:

- контактні апарати з різними насадками для використання тепла димових газових та інших парогазових потоків;
- багатоступінчасті установки з апаратами миттєвого скидання для забруднених гарячих стоків;
- багатоступінчасті установки з апаратами типу «теплова труба» для утилізації тепла агресивних рідин (сірчаної, фосфорної, азотної кислот)
- скрубберно-сольові установки для димових газів;
- випарні апарати з обертовими елементами (роторно-плівковими) для забруднення газів з метою отримання тепла і концентрування стічних вод;
- теплові насоси (пароструминні, абсорбційні і компресійні) для виробництва холоду і теплопостачання;
- абсорбційні холодильні установки (на водних розчинах аміаку, броміду літію, хлориду кальцію та інші);
- установки, що працюють по водо-фреоновому циклу;
- регенеративні обертові теплообмінники, пластинчасті рекуператори, теплообмінники з проміжним теплоносієм, з «тепловими трубами» для використання тепла вентиляційних викидів.

Створення перерахованого обладнання пов'язане з додатковими витратами, які суттєво більше необхідних для утилізації високотемпературних ВЕР. Вирішення завдання ефективного використання НПТ ускладнюється ще й тим, що зазвичай постає проблема відповідного споживача для енергоносія, що вироблений утилізаційними установками.

Тепло, вироблене в утилізаційних установках НПТ, дуже важко вписати в графік традиційних споживачів. У таких випадках виникає проблема завдання пошуку нових споживачів низькопотенційного

енергоносія, які раніше з будь-яких причин не обліковувалися. Потрібно вивчити можливість його використання як всередині розглянутого підприємства: для очищення стоків і конденсату, деаерації та знесолення поживної води, виробництва холоду і т.п., так і на стороні: для опалення теплиць та парникових господарств, опріснення морської води та інших комунальних потреб. У випадках, коли вироблення низькопотенційної енергії значно перевищує потребу в ній підприємства та прилеглих до нього споживачів, може виявитися економічно доцільним її використання для виробництва електроенергії в енергоустановках з низькокиплячими робочими тілами (фреонами). Температура стічних вод нижче температури зовнішнього повітря в літній час і вище – в зимовий; це робить їх ідеальним джерелом низькопотенційного тепла техногенного походження.

Використання такого ресурсу стічних вод для теплопостачання можливе тільки за допомогою парокомпресорних теплових насосів, що вигідно відрізняє їх з технічної, енергетичної, екологічної та економічної точок зору в порівнянні з паливними котельнями.

Тепловий насос являє собою термодинамічну установку, в якій теплота від низькопотенційного джерела передається споживачеві при більш високій температурі завдяки витраті механічної енергії. Сучасне теплонасосне теплопостачання розвивається досить успішно. Кількість працюючих парокомпресійних ТН у світі досить велика – близько 40 млн штук різної одиничної теплопродуктивності від декількох кіловат до сотень мегават. Розвитку цієї галузі приділяється велика увага. Зокрема, Світова енергетична рада (СвітЕР) прогнозує, що до 2025 року близько 75% тепла, потрібного для теплопостачання, в розвинених країнах буде вироблятися тепловими насосами. Хоча, потрібно відзначити, що теплонасосне теплопостачання досить відстала галузь, що підтверджується тим, що в ній протягом останніх 50...60 років практично не було проривних розробок. Тому традиційні ТН працюють вже багато десятиліть за традиційним парокомпресійним циклом. Цей цикл більш-менш дозволяє отримувати гарячу воду тільки для гарячого водопостачання з температурою +70...+750 С з позитивною, хоча і невеликою, близько 20%, ефективністю.

### 3.2.5 Низькотемпературна електроенергетика

*Низькотемпературна електроенергетика* – це електричні станції з низькокиплячими робочими тілами (озонобезпечні фреони: R–134a, C–10, R–21; вуглеводні: бутан, ізобутан і т.п.), що виробляють електроенергію, використовуючи як паливо відносно низькопотенційне тепло с  $t_{\text{НПТ}} > 70^{\circ}\text{C}$ .

Основними джерелами низькопотенційної скидної теплоти техногенного походження є вентиляційні викиди та охолоджуюча вода технологічного та енергетичного обладнання підприємств, промислові та комунально-побутові стоки.

В Україні загальний річний обсяг комунально-побутових стоків становить близько 3740 млн м<sup>3</sup>. Температура стоків становить 12...20 °С залежно від сезону. Потужні теплонасосні станції теплопостачання можуть розміщуватися біля відвідних каналів очищених комунально-побутових вод.

Для розрахунку ресурсів низькопотенційної теплової енергії стічних вод прийнято, що температура стоків в літній період складає 20 °С, а в зимовий період 12 °С. В ідеальному випадку в тепловому насосі стічні води можна охолодити до 0 °С, але в реальних умовах досягається охолодження до 0,5 °С.

Завдяки роботі теплонасосних станцій можна зменшити споживання високоякісного палива в комунальних системах теплопостачання міст; при використанні теплових насосів з приводом від двигунів внутрішнього згоряння, паро- або газотурбінних установок значно збільшуються можливі обсяги виробництва товарної теплової енергії, а ефективність теплонасосних станцій зростає майже в два рази.

Енергетичний потенціал низькопотенційної теплової енергії стічних вод у Дніпропетровській області складає:

- загальний потенціал – 9398 МВт·ч/рік;
- технічний потенціал – 4825 МВт·ч/рік;
- доцільно-економічний потенціал – 1809 МВт·ч/рік.

Основними перевагами застосування теплонасосних технологій перетворення теплоти є:

- висока енергетична ефективність;
- екологічна чистота;
- надійність;

- комбіноване виробництво тепла й холоду в єдиній установці;
- мобільність;
- універсальність по тепловій потужності;
- універсальність по виду використовуваної низькопотенційної енергії;
- повна автоматизація роботи установки.

Кажучи про переваги отримання теплової енергії за допомогою теплового насоса, не можна піддаватися спокусливому висновку про їх абсолютну застосовність. Необхідно ретельно оцінювати доцільність використання ТНУ в порівнянні з традиційними, альтернативними видами енергоджерел, базуючись на наступних факторах:

*Фактор термодинамічний:* реалізований цикл, температура НПТ і температура теплоносія споживача теплоти, властивостей робочого тіла.

*Фактор конструктивний:* тип компресора, тип теплообмінників, їх технічні характеристики, схемне рішення установки.

*Фактор економічний:* рівень цін на електроенергію і паливо, що заміщують; ціни на застосовуване обладнання та його монтаж та налагодження, ціни на систему автоматизації.

*Фактор екологічний:* відсутність процесу спалювання палива в циклі ТН, зменшення викидів CO<sub>2</sub> за рахунок витіснення частини потрібного палива при високій енергетичній ефективності установки.

### **3.2.6 ВЕР надлишкового тиску**

Значна економія природних енергоресурсів може бути отримана за рахунок утилізації цього виду ВЕР в чорній металургії та системах газопостачання.

На даний час в Україні близько 75% всіх доменних печей працюють під тиском 0,2 МПа і більше. Сумарний вихід доменного газу при цьому тиску досягає сотень тис. м<sup>3</sup>/ч. До останнього часу перед подачею очищеного доменного газу в заводську розподільчу мережу його надлишковий тиск скидався в спеціальних дросельних пристроях. При цьому втрачалася значна кількість потенційної енергії газу.

Розрахунки показують, що при тиску газів, що перевищує атмосферний на 0,09 МПа і більше, при існуючому рівні цін на паливо, економічно доцільно утилізувати цю енергію. Зокрема, спрацьовувати

надлишковий тиск доменного газу на газорозширювальних станціях, обладнаних спеціальними газовими утилізаційними безкомпресорними турбінами з генераторами для виробництва електроенергії.

Великі резерви потенційної енергії надлишкового тиску мають газорозширювальні станції природного газу, на яких здійснюється його дроселювання перед подачею в розподільчу мережу. Обсяг споживання природного газу, як у чорній металургії, так і в цілому по народному господарству безперервно росте.

### **3.2.7 Вторинні енергетичні ресурси паливно-енергетичного комплексу**

Світовий видобуток вугілля складає 2025 млн.т. в рік (4033 шахти). При цьому утворюється близько 6 млрд.т. твердих, рідких та газоподібних відходів, що складає близько 3 т. відходів на 1 т. вугілля (з них відвальної породи 2,5 т.). При підземному видобутку вугілля питомий вихід породи, що видається з шахт на поверхню становить близько 0,3 т на 1 т вугілля. Власне горюча маса у вугільній промисловості становить всього 20% гірської маси.

Сланець має не менше значення, ніж вугілля. Близько 40% сланцю видобувається відкритим способом і 60% з шахт. Подальші етапи удосконалення технології переробки сланців:

- енергетичне використання органічного матеріалу шляхом спалювання чи газифікації;
- розробка технології одержання алюмінію зі сланцю;
- повне комплексне вилучення кольорових металів.

В Україні основним органічним енергоносієм є кам'яне та буре вугілля, геологічні запаси кам'яного вугілля складають 94,5%, бурого – 5,5%. Загальні запаси вугілля складають біля 300 млрд.т. Цих запасів країні вистачить на 400 років, запасів нафти та газу – лише на 90 років. У цих умовах на даному етапі технологічного розвитку, вугілля є в Україні основним енергетичним ресурс, а розвиток вугільної промисловості і енергетики розглядається як пріоритетний.

Аналіз економічної та промислової діяльності вугледобувної галузі, а також динаміки просування промислових запасів показує, що підготовлених резервних потужностей за десять останніх років вибуло 89 млн.т, введення нових склало 8,2 млн.т. Вибування виробничих

потужностей супроводжується низьким рівнем використання їх, до 81,2% при нормі 95%. Передбачається нестабільність обсягів видобутку, зростання собівартості та ускладнення технологічної і екологічної безпеки. Ці чинники призводять до збитковості, що у свою чергу слугує однією з причин закриття шахт. Ускладнюють ситуацію списані за балансові запаси вугілля в умовах експлуатації та балансові при ліквідації шахт.

Одним із способів підвищення ефективності технології свердловинної підземної газифікації вугілля є введення багатоконтурної схеми рекуператорів теплової енергії «труба в трубі» з теплоємким рідким носієм в породи. Використання таких схем рекуперації в підземному газогенераторі забезпечує можливість зняття залишкового тепла з породного масиву під час вигазовування вугільного пласта, а також після закінчення процесу газифікації.

Отримана тепла й електрична енергії, забезпечує ефективність процесу підземної газифікації й економічну вірогідність вигазовування вугільних пластів некондиційної потужності.

При застосуванні цього способу перевага надається шахтам, які вичерпали термін експлуатації й мають некондиційні, надроблені або підроблені запаси твердого палива.

Підземний газогенератор готують таким чином: з підготовчих виробок здійснюється буріння закладної свердловини у покрівлі пласта, горизонтальних експлуатаційних свердловин по пласту твердого палива, збійку між ними формують бермою (реакційний канал), яка відділяється від підготовчої виробки цементною перемичкою. Розпалювання вугільного пласта, подача дуття, газифікація твердого палива здійснюється за допомогою сумішей, які за допомогою дуття, подаються по експлуатаційній свердловині і керованому гнучкому трубопроводу у реакційний канал газогенератора. У міру вигазовування вугільного пласта деформовані породи та вигазований простір газогенератора ін'єктується закладним матеріалом. Продукти газифікації відводяться по експлуатаційній свердловині на очищення та переробку в силіві установки.

Запропонований спосіб дозволяє ефективно й мобільно знімати залишкове тепло по всій площі розповсюдження температур у підземному газогенераторі та в породах, що його вміщують, під час вигазовування вугільного пласта та після закінчення процесу газифікації у



стадії «затухання» робіт, а також вести процес газифікації вугільних пластів в умовах техногенної зрушеності масиву, забезпечити економічну доцільність процесу газифікації вугільних пластів малої потужності і парової конверсії синтезу газу.

### ***Газові викиди промислових підприємств як ВЕР***

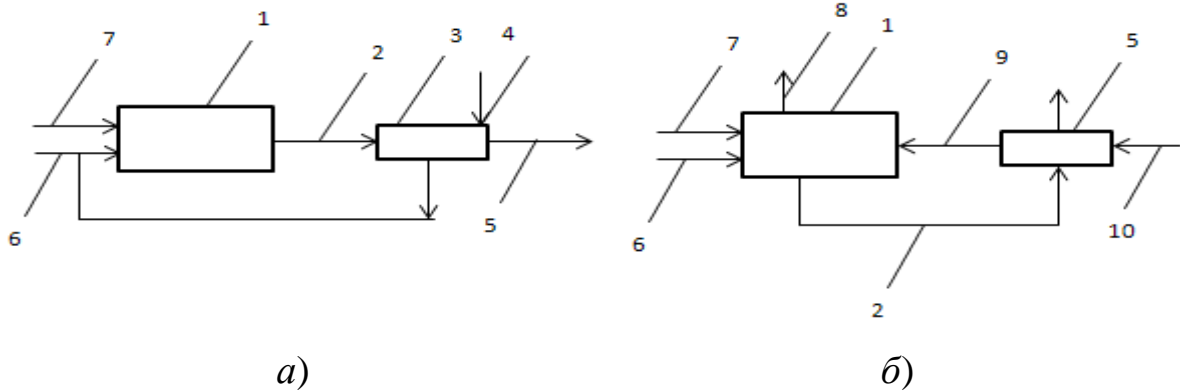
Розвиток енергетики, металургії, транспорту, хімії та нафтохімії призводить до швидко зростаючого споживання повітря, що використовується як сировина в процесі окислення. Підприємства хімічної, нафтохімічної, харчової, фармацевтичної та інших галузей промисловості споживають великі кількості чистого повітря і викидають величезні обсяги відпрацьованих кисневмісних газів і забрудненого вентиляційного повітря.

Перспективним є метод очищення повітря від мікродомішок – об'єднання енергетичних та хімічних комплексів. Можливістю об'єднання цих процесів є використання відпрацьованого повітря промислових підприємств як окиснювача, наприклад дуттєвого повітря в топках котлів. У цьому випадку забезпечується дешеве очищення забрудненого повітря від токсичних домішок і відпадає необхідність у споживанні чистого повітря для окислення палива.

### **3.2.8 Економія палива при використанні теплоти відхідних газів у металургії**

Використання фізичної теплоти відхідних газів здійснюється за трьома схемами: технологічною (замкнутою і розімкнутою), енергетичною та комбіновано [17].

Технологічна схема передбачає використання цієї теплоти для технологічних процесів, як правило, у тій же теплотехнологічній установці. За такою схемою нагрівають повітря, а також в деяких випадках і газоподібні палива, попередньо підігрівають оброблюваний в печі матеріал або виробляють хіміко-термічну переробку деяких шихтових матеріалів, що використовуються в даному процесі. При опаленні печей природним газом до технологічної схеми відноситься також термохімічна регенерація теплоти відхідних газів, що використовується для конверсії метану. Описані схеми є замкнутими, вони забезпечують економію палива в самому технологічному агрегаті (рис. 3.1).

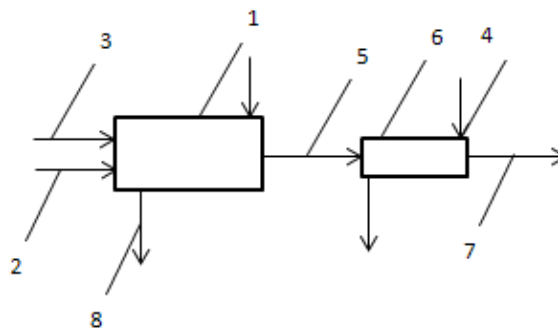


**Рисунок 3.1 – Замкнені технологічні схеми використання теплоти відхідних газів: *а* – для підігріву повітря; *б* – для попереднього нагрівання матеріалу; 1 – піч; 2 – відвід газів з печі; 3 – рекуператор; 4 – підведення повітря в рекуператор; 5 – відвід диму; 6 – підвід повітря в піч; 7 – підведення палива в піч; 8 – видача матеріалу; 9 – подача підігрітого матеріалу в піч; 10 – подача холодного матеріалу**

Теплоту відхідних газів можна використовувати і в іншій пічній установці з меншим температурним рівнем процесу. Така схема є розімкнутою (рис. 3.2). У цьому випадку заощаджується паливо в установці, що використовує теплоту відхідних газів. Можливо також послідовне використання теплоти в основному і в низькотемпературних агрегатах.

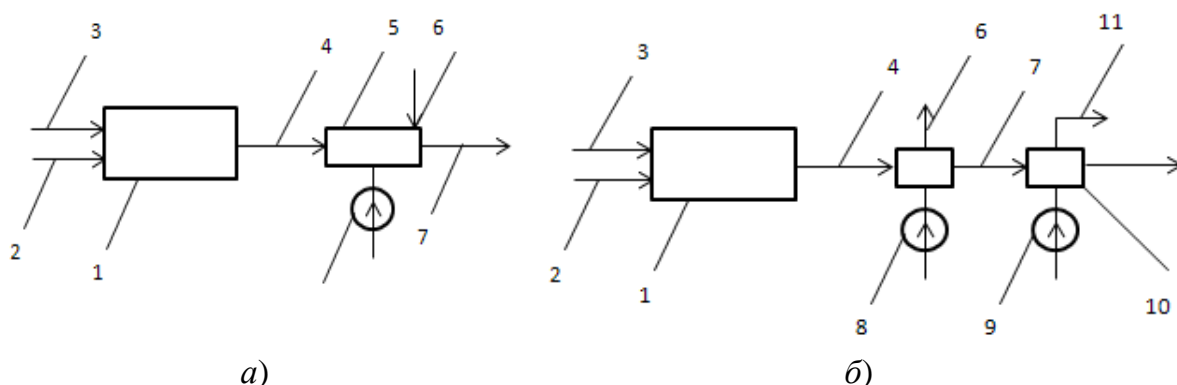
Застосування замкнутої технологічної схеми підвищує ефективність використання палива в технологічному агрегаті, тобто знижує вихід ВЕР.

Енергетична схема передбачає використання теплоти відхідних газів в енергетичних установках для виробництва будь-яких енергоносіїв (теплоти, електроенергії, холоду тощо).



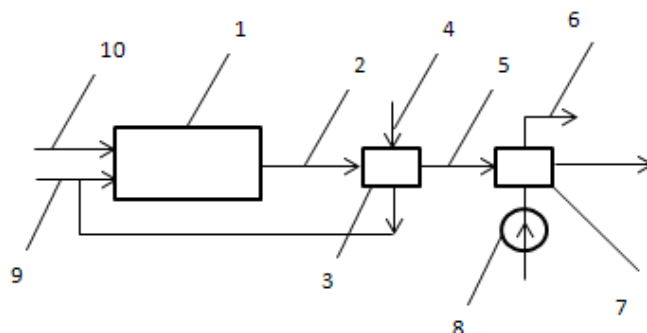
**Рисунок 3.2 – Розімкнута технологічна схема використання теплоти відхідних газів: 1 – піч; 2 – підведення палива; 3 – підведення повітря; 4 – подача матеріалу; 5 – відвід газів з печі; 6 – технологічна установка другого ступеня; 7 – відвід газів установки другого ступеня; 8 – видача матеріалу**

Можливо послідовне розміщення декількох тепловикористовуючих установок, наприклад, котлів-утилізаторів (КУ) і економайзерів для підігріву мережної води. Таким чином, енергетична схема є розімкнутою і дозволяє заощадити паливо, що витрачається на виробництво відповідних видів і кількостей енергоносіїв за рахунок використання ВЕР технологічного агрегату (рис. 3.3).



**Рисунок 3.3 – Енергетичні схеми використання теплоти відхідних газів:**  
***a*** – для отримання пари; ***б*** – для отримання пари та гарячої води; 1 – піч, 2 – підведення повітря; 3 – підведення палива; 4 – відвід газів з печі; 5 – КУ; 6 – відвід пара з КУ; 7 – відвід диму з КУ; 8 – підведення живильної води в КУ; 9 – підігрівач мережної води; 10 – підведення води в підігрівач; 11 – відведення гарячої води

Комбінована схема поєднує технологічну та енергетичну схеми і забезпечує як зменшення виходу ВЕР, так і більш ефективно їх використання (рис. 3.4).



**Рисунок 3.4 – Комбінована схема використання теплоти відхідних газів:**  
 1 – піч; 2 – відвід газів з печі; 3 – рекуператор; 4 – підведення повітря в рекуператор; 5 – відвід диму з рекуператора; 6 – відвід пари з КУ; 7 – КУ; 8 – підведення живильної води в КУ; 9 – підведення повітря в піч; 10 – підведення палива в піч

Кожна зі схем має переваги і недоліки. Основним критерієм для їх порівняння є економія палива, що досягається. Однак цей критерій ще не дає підстави для остаточної оцінки схем. Тут необхідний техніко-економічний розрахунок, який враховує капітальні та експлуатаційні витрати, стійкість споживання енергоносіїв, отриманих за рахунок теплоти відхідних газів та ін.

### 3.2.9 Показники використання ВЕР

Для оцінки виходу і використання ВЕР застосовуються такі показники:

1) Вихід ВЕР ( $Q_{вих}$ ) – кількість ВЕР, що утворюються в процесі виробництва в даному технологічному агрегаті в одиницю часу

2) Вироблення енергії за рахунок ВЕР ( $Q$ ) – кількість енергії, що отримується при використанні ВЕР в утилізаційній установці. Вироблення енергії відрізняється від її виходу на величину втрат тепла утилізаційної установки. Розрізняють можливе, економічно доцільне, плановане і фактичне вироблення енергії.

3) Використання ВЕР – кількість використовуваної у споживачів енергії, що виробляється за рахунок ВЕР в утилізаційних установках.

4) Економія палива ( $B$ ) за рахунок ВЕР – кількість первинного палива, яке економиться в результаті використання ВЕР.

**Ступінь використання ВЕР** – показник представляє відношення фактичного (планованого) вироблення до виходу ВЕР

$$K_1 = \frac{Q}{Q_{вих}}$$

Показник використовується, якщо немає обмежень по кінцевому температурному потенціалу, наприклад, при охолодженні нагрівальних печей.

**Коефіцієнт утилізації** – відношення кількості теплоти, сприйнятої котлом-утилізатором, до тепла палива, спаленого в печі. Наприклад, для мартенівської печі:

$$K_2 = 0,143 \left( \frac{\alpha_{пит}}{q_{вит}} \right) \cdot 1.16,$$

де  $\alpha_{пит}$  – питоме вироблення пару котлом утилізатором на 1 т виплавленої сталі, МВт/т,  $q_{вит}$  – питома витрата умовного палива на 1 т

виплавленої сталі, т.у.п./т.

Коефіцієнт можна застосовувати для порівняння використання ВЕР однотипних за конструкцією і технологією агрегатів. Складні і різноманітні процеси (наприклад, кольорової металургії) не можна характеризувати таким показником.

**Показник використання ВЕР** – відношення фактичного вироблення тепла на базі ВЕР до можливої:

$$K_3 = \frac{Q_{\text{факт}}}{Q_{\text{можл}}}$$

При плануванні паливоспоживання застосовують **коефіцієнт утилізації** – відношення фактичної (планованої) економії палива  $B_{\text{факт}}$  за рахунок ВЕР до можливої (або економічно доцільної)  $B_{\text{можл}}$ :

$$K_4 = \frac{B_{\text{факт}}}{B_{\text{можл}}}$$

**Коефіцієнт вироблення енергії** на одиницю матеріалу, що переробляється:

$$K_5 = \frac{Q_{\text{факт}}}{\alpha_{\text{пит}} \cdot N}$$

де  $N$  – продуктивність агрегату, т/рік.

### 3.2.10 Розрахунок ВЕР на економічну ефективність

Вихідною інформацією для розрахунку виходу і можливого використання ВЕР слугують: теплові і матеріальні баланси основного технологічного обладнання; обсяг випуску продукції в аналізованому періоді; звітний енергетичний баланс підприємства; техніко-економічні характеристики технологічних агрегатів, енергетичних і утилізаційних установок; плани впровадження нової технології та нового обладнання на перспективу.

У результаті аналізу всіх цих матеріалів встановлюють види ВЕР та їх потенціал; виявляють агрегати, ВЕР яких можуть бути включені до енергетичного балансу підприємства або використані поза даним підприємством; визначають по кожному агрегату вихід ВЕР; розраховують на величину можливого, економічно доцільного і планованого вироблення енергії з кожного виду ВЕР; визначають величини

фактичного вироблення і фактичного використання ВЕР, а також можливого і планованого використання всіх видів ВЕР.

Вихід ВЕР залежить від факторів та режиму роботи технологічної установки (агрегату). У загальному випадку добовий (і сезонний) вихід ВЕР характеризується значною нерівномірністю. Тому розрізняють показники питомого і загального виходу ВЕР – максимальний, середній і мінімальний (гарантований) як у добовому, так і сезонному розрізі. У кожному разі утилізації ВЕР ефективність їх використання визначається економією первинного палива, що досягається та забезпечується за рахунок цього економією витрат на видобуток, транспортування і розподіл палива (енергії). Тому важлива умова економічної ефективності ВЕР – правильне визначення виду і кількості палива, яке економиться при їх утилізації.

Економія палива залежить від напрямку використання ВЕР і схем паливо- і енергопостачання підприємства. При тепловому напрямку використання ВЕР економія палива визначається шляхом порівняння кількості тепла, отриманого від використання ВЕР, з техніко-економічними показниками виробки тієї ж кількості і тих же параметрів тепла в основних енергетичних установках. При силовому напрямку використання ВЕР виробка електроенергії (або механічної енергії) порівнюється з витратами палива на вироблення електроенергії (або механічної енергії) в основних енергоустановках.

При визначенні економічної ефективності використання ВЕР порівнюють варіанти енергопостачання, які задовольняють потреби даного виробництва в усіх видах енергії з урахуванням використання ВЕР, задовольняють ті ж потреби і без обліку використання ВЕР. Основні показники сумісності цих варіантів є: створення оптимальних (для кожного з варіантів) умов їх реалізації, забезпечення однакової надійності енергозбереження; досягнення необхідних санітарно-гігієнічних умов і безпеки праці; найменше забруднення навколишнього середовища.

Один з основних напрямків підвищення ефективності виробництва і використання енергетичних ресурсів в промисловості – збільшення одиничної потужності агрегатів, концентрація виробництва і створення укрупнених комбінованих технологічних процесів. Особливо це ефективно для технологічних процесів з великим виходом

теплових ВЕР, тобто для підприємств хімічної, нафтопереробної, целюлозно-паперової та металургійної промисловості.

Створення великих комбінованих виробництв дозволяє використовувати ВЕР одних процесів для потреб інших, що входять до загального комбінованого комплексу.

### **3.3 Розвиток нетрадиційних технологій на основі перероблення біомаси**

Біопаливо – це постійно відновлюване джерело енергії, яке може забезпечити використання енергії для тепло- і холодопостачання, виробництва електричної енергії, а також у транспортному секторі. Паливо, створене на основі біомаси, можна легко зберігати і використовувати для задоволення пікової і базової енергетичної потреби. Біологічне паливо, аналогічно традиційному буває твердим, рідким чи газоподібним, тому може безпосередньо замінити викопне паливо повністю чи частково, тобто змішуватися з традиційним в різних процентних відношеннях. В останньому випадку частіше всього навіть не потрібна модернізація обладнання.

За останні десятиліття досягнуто значного прогресу в процесах одержання і обробки біомаси, що дозволило збільшити число конкурентоспроможних, надійних і ефективних технологій, наприклад, спалювання міських твердих побутових відходів, одержання біологічного газу методом анаеробного зброджування тощо. В процесі розробки технологій знаходяться нові можливості з застосуванням більш складних процесів і методів перетворення енергії (газифікація, піроліз).

Розробляються технології теплопостачання з застосуванням біомаси. Паливні гранули (пелети), стружка і інші побічні продукти сільськогосподарського і лісового господарства, відходів збагачувальних фабрик є сировиною для біотеплопостачання. Створення нових пічок на паливних гранулах у побутовому секторі, будівництво нових заводів з виробництва пелет і реконструкція існуючого обладнання (пічок, бойлерів, топок) для спалювання повинні призвести до значного розширення ринку паливних гранул.

### 3.3.1 Виробництво біологічного газу

Проблема підвищення якості і ефективності використання біогазу поступово виходить на передній план розвитку відповідної технології. Основними елементами біогазової установки є: камера збродження (метантенк), прилад підтримки постійної температури в метантенку, пристрій, що забезпечує перемішування біомаси в камері, пристрій накопичення і зберігання біогазу (газгольдер).

На рис. 3.5 наведена принципова схема установки, яка призначена для виробництва біогазу. Така установка слугує ефективним засобом переробки сільськогосподарських і тваринних відходів за рахунок анаеробної ферментації (листя, бадилля, стебла рослин, бур'яни, солома, лушпиння соняшнику, кукурудзяні качани, гній скотарських ферм і послід птахофабрик), а також комунальні відходи на очисних спорудах тощо. Їх застосування дозволяє вирішити три завдання, важливих з енергетичної, сільськогосподарської і екологічної точки зору: отримати біогаз, перетворити відходи на доходи (високоефективні добрива), знешкодити навколишнє середовище від різних збудників захворювань людини і тварин, оскільки такі збудники гинуть в процесі бродіння біомаси. Найбільша активна діяльність бактерій при температурі бродіння 35...45°C.

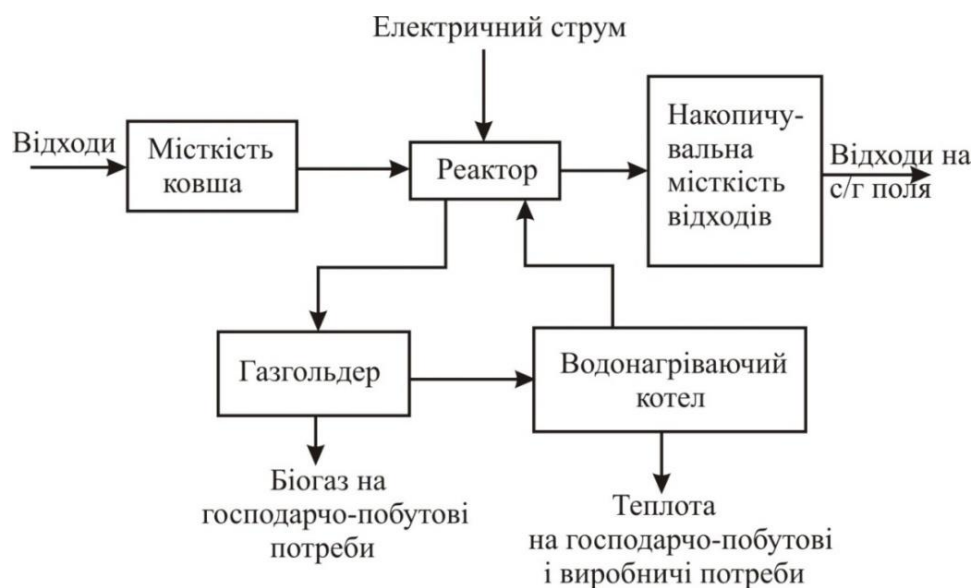


Рисунок 3.5 – Структурна схема біогазової установки

Внаслідок анаеробної ферментації утворюється біогаз, який вміщує: газ метан  $\text{CH}_4$  (65...80%), вуглекислий газ  $\text{CO}_2$  (15...25%), окис



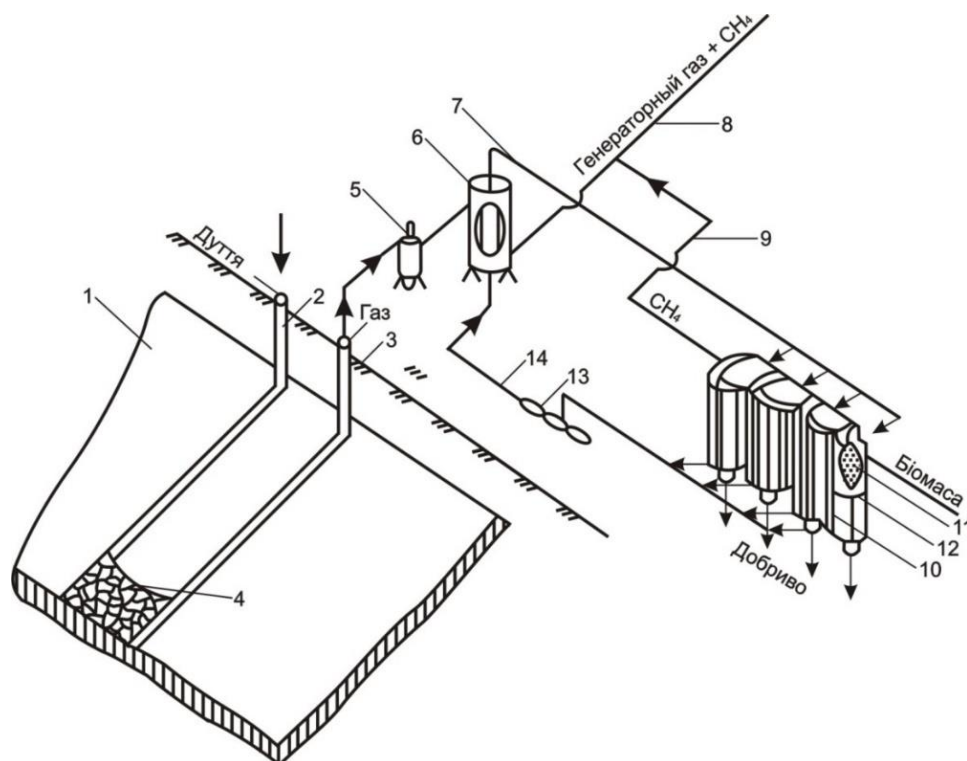
вуглецю CO (2...3%), невелику кількість азоту N<sub>2</sub>, кисню O<sub>2</sub> і сірководню H<sub>2</sub>S, і залишок у вигляді шламу, що є високоефективним екологічно чистим незараженим добривом. Одна його тонна еквівалентна 3...4 тонам азотнофосфорних добрив, що випускаються промисловістю.

Метод отримання біогазу широко поширений у ряді країн з теплим кліматом, в яких необхідна для ефективного протікання біоконверсії достатньо висока температура, зумовлена природними умовами (Бразилія, Індія, Китайська республіка та ін.).

В умовах континентального клімату України (особливо в холодну пору року) безперервна експлуатація біоустановок протягом року, вимагає позитивної температури (35...45 °C) і економічно вигідна при підігріванні метантенків за рахунок утилізації теплоти гарячого температурного газу свердловинної підземної газифікації вугільних пластів (СПГВ). Суть даного технічного рішення полягає в наступному (рис. 3.6). Дільницю вугільного пласта 1 розкривають похило направленими нагнітальною 2 і газовідводною 3 свердловинами, які в площині пласта сполучають між собою гідророзривом або фільтраційним каналом, утворюючи тим самим зону для горіння (газифікації) вугілля, яка в подальшому після розпалювання пласта перетворюється у вогняний вибій 4. Через свердловину 2 до вибою 4 подають дуття (повітря, пара, кисень, діоксин вуглецю), яке реагує з вугіллям (а точніше з вуглецем), утворюючи штучний генераторний газ, який видається на земну поверхню через свердловину 3.

На поверхні землі газ прямує до установки з очищення газу 5, де він звільняється від пилоподібних частинок, фенолів і рухається далі у теплообмінник 6. В останньому тепло генераторного газу нагріває проміжний теплоносій (воду, повітря, інертні гази). Охолоджений у теплообміннику газ направляють до магістрального трубопроводу 8, а проміжний теплоносій по трубопроводу 7 подають до біологічних реакторів (метантенків) 10 у порожнину кожуху підігрівання 11, яка оточує реактор біоконверсії 12. Утворений в реакторі 10 біогаз збирається в його верхній частині, яка виконує роль накопичувача газу, звідкіля біогаз, а точніше метан CH<sub>4</sub>, трубопроводом 9 подається в магістральний трубопровід продуктивного газу 8, де змішується з генераторним газом підземної газифікації вугілля. Внаслідок такого змішування збільшується вміст метану в кінцевому продуктивному газі. Тим самим істотно

підвищується загальна теплота згоряння продуктивного газу до 10...15 МДж/м<sup>3</sup>.



**Рисунок 3.6 – Принципова схема виробництва генераторного газу методами газифікації вугільного пласта і анаеробного зброджування метану на біоустановці: 1 – вугільний пласт; 2 – нагнітальна похилонаправлена свердловина; 3 – газовідвідна похилонаправлена свердловина; 4 – зона газифікації вугільного пласта у вогняному вибої; 5 – газоочисна установка; 6 – теплообмінник; 7 – трубопровід проміжного теплоносія; 8 – магістральний трубопровід суміші генераторного газу і метану; 9 – трубопровід метану з біогазової установки; 10 – реактор зброджування (біоконверсії) біомаси; 11 – кожух для циркуляції теплоносія; 12 – зовнішній кожух метантенка; 13 – циркуляційний насос; 14 – трубопровід відпрацьованого теплоносія**

Відпрацьований проміжний теплоносій з міжстінної порожнини 11 метантенків 10 насосом 13 (якщо теплоносій вода), або вентилятором (теплоносій – повітря) по трубопроводу 14 спрямовуються в теплообмінник 6 і цикл кругообігу повторюється. Утворену внаслідок ферментації біологічну масу з реактора вивантажують і направляють споживачам як цінне і екологічно чисте органічне добриво у вигляді пульпи, або ж, після сушки – у вигляді порошкоподібної зернистої маси, розфасованої у відповідну тару.

Таким чином, станція підземної газифікації вугільних пластів за рахунок утилізації теплоти генераторного газу забезпечує підтримку в

біологічному реакторі постійну температуру протягом року, не дивлячись на її сезонні коливання. Тим самим створюються необхідні умови високоефективного процесу зародження біомаси і отримання біогазу, що вміщує до 80% газу метану. Додавання метану до газу свердловинної підземної газифікації вугілля істотно підвищує теплоту згоряння кінцевого продуктивного газу.

### **3.3.2 Низькотемпературне спалювання біомаси**

Все більше розповсюдження в енергетиці знаходить термохімічне перетворення біомаси, зокрема – газифікація – спалювання біомаси при температурі 800...1500°C у присутності повітря чи кисню і води з одержанням синтез-газу чи генераторного газу з теплотою згоряння 10,5...16,7 МДж/м<sup>3</sup> (при нормальних умовах, який вміщує угарний газ СО (монооксид вуглецю), водень і суміш метану і інших вуглеводів. Генератори, які об'єднані в один енергетичний комплекс з водяними котлами чи дизель – генераторами, використовуються для одержання теплової і електричної енергії. Сучасні паротурбінні електростанції, що використовують біомасу у вигляді деревини, рослинних відходів, торфу, паливних брикетів, мають ККД 20...25%. В США потужність таких електростанцій складає 100, 200, 600, 3 000, 5 000, 8 000 МВт. Параметри подібних електростанцій на біомасі для фермерських господарств можуть складати від декількох десятків кіловат до 100 МВт для промислових цілей.

Великобританія, Франція, Німеччина і інші європейські держави створили плантації енергетичних лісів для спалювання деревини на електростанціях. Широко використовуються відходи лісопереробки і лісозаготовок, а також енергетичного торфу для виробництва теплової і електричної енергії (країни Скандинавії) як при прямому спалюванні біомаси, так і через її газифікацію з подальшим спалюванням одержаного генераторного газу. Підвищений інтерес до створення таких плантацій викликаний не тільки одержанням альтернативного джерела енергії, але і можливістю переорієнтації селянських господарств з вирощування збільшених об'ємів сільськогосподарської продукції на ефективне використання земель в інших цілях. У даний час випробувано біля 20 різних видів рослин – деревних, кущових і трав'янистих, в тому числі такі як кукурудза і цукровий очерет. В Україні є можливості для створення плантацій енергетичних лісів або часткового використання місцевих лісних ресурсів (відходи заготовки і переробки деревини) для

спалювання у топках електростанцій або в спеціальних наземних газогенераторах.

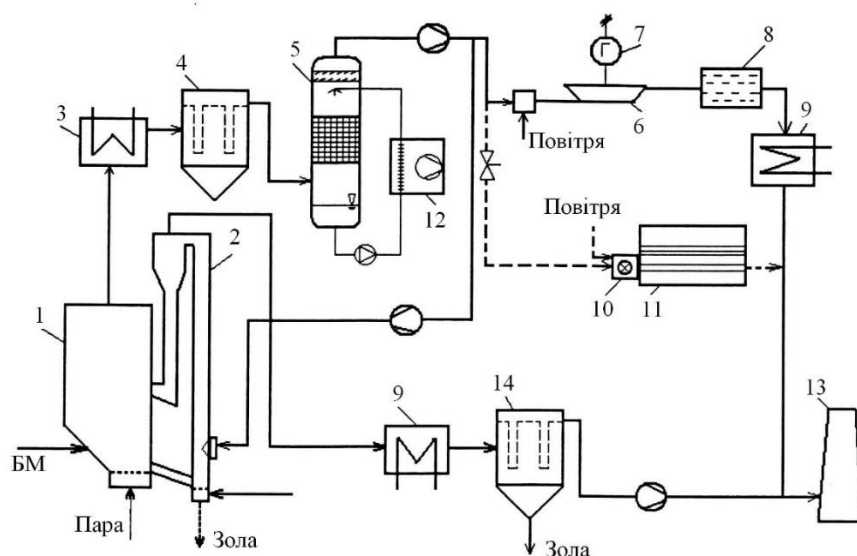
При використанні біомаси для виробництва електричної і теплової енергії можна виділити дві групи технологій, які базуються на прямому спалюванні і газифікації.

Технологія виробництва електричної енергії з газифікацією біомаси забезпечують досягнення більш високих значень коефіцієнта корисної дії. Завдяки успішній реалізації цілої низки демонстраційних проектів, у першу чергу в Європі, особливо інтенсивно розвинулись установки великої і середньої потужності.

У 1980–х роках сім реакторів циркулюючим киплячим шаром (ЦКШ) потужністю 15...35 МВт було впроваджено для одержання газу, який використовувався для випалу вапна.

Однією із успішно працюючих газифікаційних установок із спалюванням генераторного газу в двигунах є когенераційна установка в місті Гюссинг (Австрія) потужністю 4,5 МВт (рис. 3.7). Введена в експлуатацію в 2002 р., ця установка повністю забезпечує тепло- і електропостачання міста з населенням біля 4 тис. людей. Процес газифікації деревних відходів і гранул на установці міста Гюссинг реалізується у двох реакторах киплячого шару, між якими циркулює проміжний теплоносій – пісок. В першому реакторі (газифікаторі) із біомаси виробляється середньо-калорійний газ (12...18 МДж/м<sup>3</sup>) і вуглиста речовина. Газ очищується в циклоні, привідокремлена вуглиста речовина і пісок прямують у другий реактор, де відбувається згоряння вуглистої речовини і нагрівання піску. Продукти згоряння проходять через циклон, де відбувається відокремлення гарячого піску, який повертається назад у газифікатор. Генераторний газ охолоджується з 850...900°C до 160...180 °C і очищується у двоступінчастій системі очистки – тканинний фільтр і скруббер. Відділені від газу тверді частинки повертаються із фільтра у газифікатор. Вода після скрубера з насиченими смолами і конденсатом, випарюється і повертається в зону горіння газифікатора. Температура очищеного генераторного газу після скрубера має біля 40°C, що і потрібно для його використання у газовому двигуні. Вихлопні гази двигуна піддаються каталітичному очищенню з метою зниження емісії окису вуглецю CO і далі проходять через теплообмінник і прямують у димову трубу. Якщо з деяких причин двигун не працює,

весь генераторний газ можна спалювати у котлі з виробленням теплової енергії.

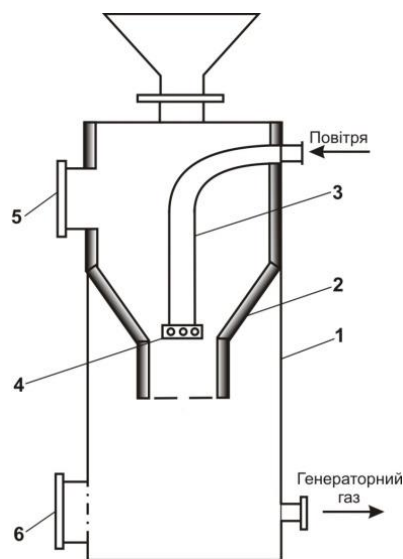


**Рисунок 3.7 – Когенераційна схема газифікаційної установки в м. Гюссинг:**  
**1 – газифікатор біомаси (БМ) на киплячому шарі; 2 – камера згоряння киплячого шару; 3 – охолоджувальна установка генераторного газу;**  
**4 – фільтр грубого очищення генераторного газу через тканину; 5 – скруббер для чистого очищення газу; 6 – газовий двигун; 7 – електричний генератор;**  
**8 – каталічний реактор; 9 – охолоджувальна установка продуктів згоряння в двигуні; 10 – мазутний пальник; 11 – водонагрівальний котел;**  
**12 – охолоджувач промиваючої води із скрубера; 13 – димова труба;**  
**14 – тканинний фільтр грубого очищення продуктів згоряння**

Когераційна установка м. Гюссинг виробляє газ такого складу: водень ( $H_2$ ) – 35...40%, окис вуглецю ( $CO$ ) – 20...30%, діоксид вуглецю ( $CO_2$ ) – 15...25%, метан ( $CH_4$ ) – 8...12%, азот ( $N_2$ ) – 3...5%. Азот попадає в генераторний газ головним чином через використання продувного газу у поворотних клапанах і тканинному фільтрі.

Основними критеріями використання наземних газогенераторів в даний час є їх простота виготовлення і експлуатації, надійність, низька вартість. До таких газогенераторів належить конструкція, що розроблена в Інституті технічної теплофізики НАН України (рис. 3.8). Генератор має корпус 1 з внутрішнім діаметром 600 мм, дифузор 2 з колосниковою решіткою, трубу 3 з соплом 4 для подачі повітряного дуття. У верхній і нижній частинах розташовані дверці 5 і 6, які прислужують для завантаження палива і видалення золи. Внутрішня поверхня робочої зони футерована жаростійкою керамікою завтовшки 15 мм. Як

паливо використовують деревні відходи. Газогенератор виробляє газ наступного складу (об'ємні частки)  $\text{CO} - 21\%$ ,  $\text{H}_2 - 17\%$ ,  $\text{CH}_4 - 2\%$ ,  $\text{N}_2$



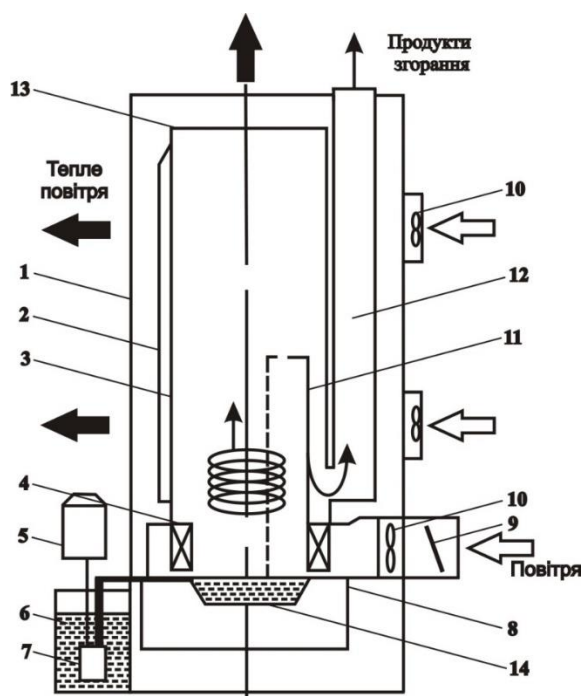
**Рисунок 3.8 – Газогенератор з виробництва генераторного газу на базі спалювання біомаси (деревних відходів і ін.): 1 – корпус газогенератора, 2 – дифузори; 3 – криволінійна труба; 4 – сопло подачі повітря в зону горіння; 5, 6 – герметичні дверці**

$48\%$ ,  $\text{CO}_2 - 12\%$ . Температура в зоні горіння (горловині корпусу) складає  $1\ 000...10\ 000^\circ\text{C}$ . Концентрація смол в генераторному газі –  $2...3\ \text{г/м}^3$ .

У наземних газогенераторах широко використовується технологія утилізації відпрацьованого масла з дизельних і бензинових двигунів, коробок передач, гідравлічних систем, відпрацьоване трансмісійне масло і ін. Гаражі, станції технічного обслуговування, сервісні центри і транспортні компанії і будівельні організації часто викидають відпрацьоване масло, або платять великі гроші за його регенерацію або утилізацію. Теплогенератори, які працюють на відпрацьованому маслі, дозволяють його спалювати без додаткової регенерації і очищення. Таким чином економляться транспортні витрати при вивезенні на пункт регенерації, зменшується ризик забруднення навколишнього середовища.

Загальний вигляд газогенератора наведено на рис. 3.9. Основним елементом газогенератора є сталева циліндрична камера згоряння, в

якій в нижній частині розміщена ємність для наповнення відпрацьованим маслом.



**Рисунок 3.9 – Газогенератор, який працює на відпрацьованому маслі дизельних і бензинових двигунів: 1 – металевий корпус; 2 – вертикальні труби, 3 – циліндрична сталева камера згоряння; 4 – завихрювач газового потоку; 5 – електродвигун привода насоса; 6 – бак з маслом; 7 – насос; 8 – піддон камери згоряння; 9 – заслінка для повітря; 10 – вентилятор для подавання повітря в камеру згоряння; 12 – газохід продуктів згоряння; 13 – кришка камери згоряння); 14 – ємність для масла**

Повітря в камеру згоряння подається осьовим вентилятором тангенціально, щоб створити закручений газовий потік над поверхнею масла, для його інтенсивного випаровування.

Для захисту від втягування полум'я в газохід встановлено металевий екран – відбійник так, щоб продукти згоряння спочатку підіймалися закрученим потоком вгору, а потім опускались у щілинний канал між екраном і поверхнею камери згоряння і далі знову підіймалися у газоході вгору. Таким чином були збільшені траєкторія переміщення продуктів згоряння і відповідно час перебування гарячих газів на поверхні теплообміну між ними і навколишнім середовищем. Окрім цього, на зовнішній стороні камери згоряння пристосовані вертикальні труби діаметром 70 мм для збільшення поверхні теплообміну і тепловідбору.

Чотири осьові вентилятори обдувають камеру згоряння холодним повітрям.

Не дивлячись на очевидні переваги і вигоди виробництва енергії з біомаси, біоенергетичні технології в Україні розвиваються дуже повільно. Однією з основних причин є відсутність чіткої державної політики в цій галузі і відсутність державної програми визначення найближчих і перспективних цілей і об'ємів використання біомаси для виробництва теплової і електричної енергії.

### 3.4 Енергетичний потенціал газонасичених вод

З початком вичерпання традиційних родовищ природного газу, все більше уваги у всьому світі приділяється некондиційним малим газовим родовищам – газомістким водам, розміщеним на території України. Об'єм газу у підземних водах до глибини 10 км оцінюється в  $34 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>. Ще одне джерело широко розповсюджене в літосфері – це газогідрати (кларати) – газ у твердому стані. Запаси такого газу в енергетичному еквіваленті в два рази перевищують всі розвідані на планеті запаси вугілля, нафти і газу разом взяті. Наведені цифри свідчать про те, що використання одного чи обох джерел забезпечує потреби в газі на багато десятиріч після відпрацювання традиційних газових родовищ.

У даний час використання вищенаведених нетрадиційних джерел суттєво відмінні. Технологія видобування газогідратів не вийшла з експериментальної стадії, а видобуток водорозчинних газів відбувається з 20-х років ХХ століття в Японії. В розробці знаходяться три дільниці: Ніїгата, Південний Кокто і Мубара. Глибина залягання газонасичених горизонтів від 200 до 2000 м. Мінералізація підземних вод не перевищує 30 г/л. Газовий фактор –  $1 \dots 2$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Склад газів майже чисто метановий з домішками діоксиду вуглецю  $CO_2$  і азоту  $N_2$  добові дебіти однієї свердловини по газу досягають 6000 м<sup>3</sup>, річний видобуток – до 36 млн м<sup>3</sup>.

Видобуток ведеться вилученням газонасиченої води на поверхню з виділенням газу в дегазаторах. Відпрацьовану воду спочатку скидали в море, але екологічні наслідки змусили повертати її назад в пласт. В 60-х роках ХХ століття видобуток водорозчинного газу забезпечувала



біля 30 % потреби Японії. Попутно видобувався йод (до 80% потреби). Нині активно ведеться видобуток рідких елементів (бром, літій, рубідій, цезій, калій, магній тощо).

Запаси водорозчинних газів у пластових водах розповсюджені і в Україні в Харківській, Дніпропетровській, Донецькій, Сумській, Луганській, Полтавській, Чернігівській, Чернівецькій, Івано-Франківській, Львівській та Закарпатській областях, АР Крим. Загальні балансові запаси цих родовищ в Україні складають 35 887 млн м<sup>3</sup>, або 41 965 тис. тонн умовного палива.

Перспективними є три добре відомих родовища, на яких є свердловини безпосередньо біля споживачів. До таких родовищ відносяться Русько–Комарівська газоготермальне родовище (Закарпатська обл.), Північне – Сивашське геотермальне родовище (АР Крим), Гадячське газоконденсатне родовище (Полтавська обл.).

**Русько – Комарівське** родовище розташоване у північно – західній частині Закарпатської області на території Ужгородського району. Основне значення мають два артезіанських басейна: Верхньобаденське і Нижньосарматське. Всього на родовищі пробурено 8 свердловин. Дебіт газу складає 180...220 тис м<sup>3</sup>/добу. Температура термальної води 93...96°C. Запаси газу цього родовища визначені в об'ємі 2 145 млн м<sup>3</sup>, енергетичний потенціал двох свердловин складає 140 МВт електричної потужності і 1,0 МВт теплової.

**Північне – Сивашське** родовище – виробляє 13 МВт електричної і 20 МВт теплової енергії.

На родовищі пробурено 28 свердловин. У селищі Медведівка створена перша в Україні когенераційна геотермальна установка на базі двох свердловин. Вона виробляє 770 кВт теплової потужності і 60 кВт електричної енергії.

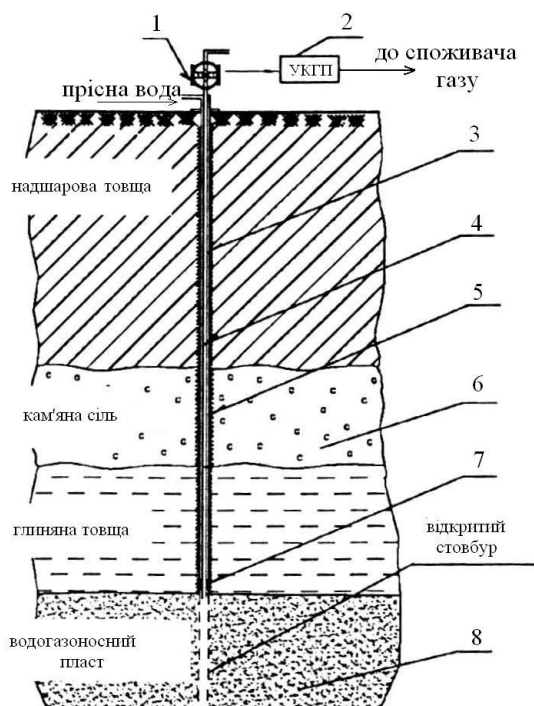
**Гадячське газоконденсатне родовище** розкрито двома свердловинами. Термальні води цього родовища мають температуру 110...130°C на глибині 4 500...5 200 м. Газонасиченість термальних вод досягає 5 500 м<sup>3</sup>, загальні запаси складають 310·10 м<sup>3</sup>. Вміст газу метану – 90%. Дебіт газу складає 1 300...1 600 м<sup>3</sup>/добу. Створення на родовищі когенераційної установки дозволить одержати 6 МВт електричної і 10 МВт теплової потужності.

Визначення методу видобування водорозчинних газів залежить від того чи є вони комплексним гідромінеральним джерелом, від глибини залягання, температури, наявності в районі видобутку промислової інфраструктури.

Вилучення газовміщуючої води на земну поверхню виправдане тільки у разі попутного використання теплової енергії і вилучення рідких металів (йоду, броду, стронцію, рубідію, літію, цинку, кальцію, оксидів магнію тощо).

При вилученні із газонасичених вод тільки газів підйом їх на поверхню і закачування назад на горизонт дегазованої води у глибинні горизонти економічні тільки при дуже великих значеннях газового фактору і при термічному і вибуховому впливові на пласт.

В інституті “Укргазпроект” розроблено технологію використання ефекту висолювання газонасиченої води. Збільшення засоленості пластової води викликає її дегазацію (рис. 3.10). Виконується буріння свердловини через пласт кам’яної солі і до підшови водогазозносного пла-



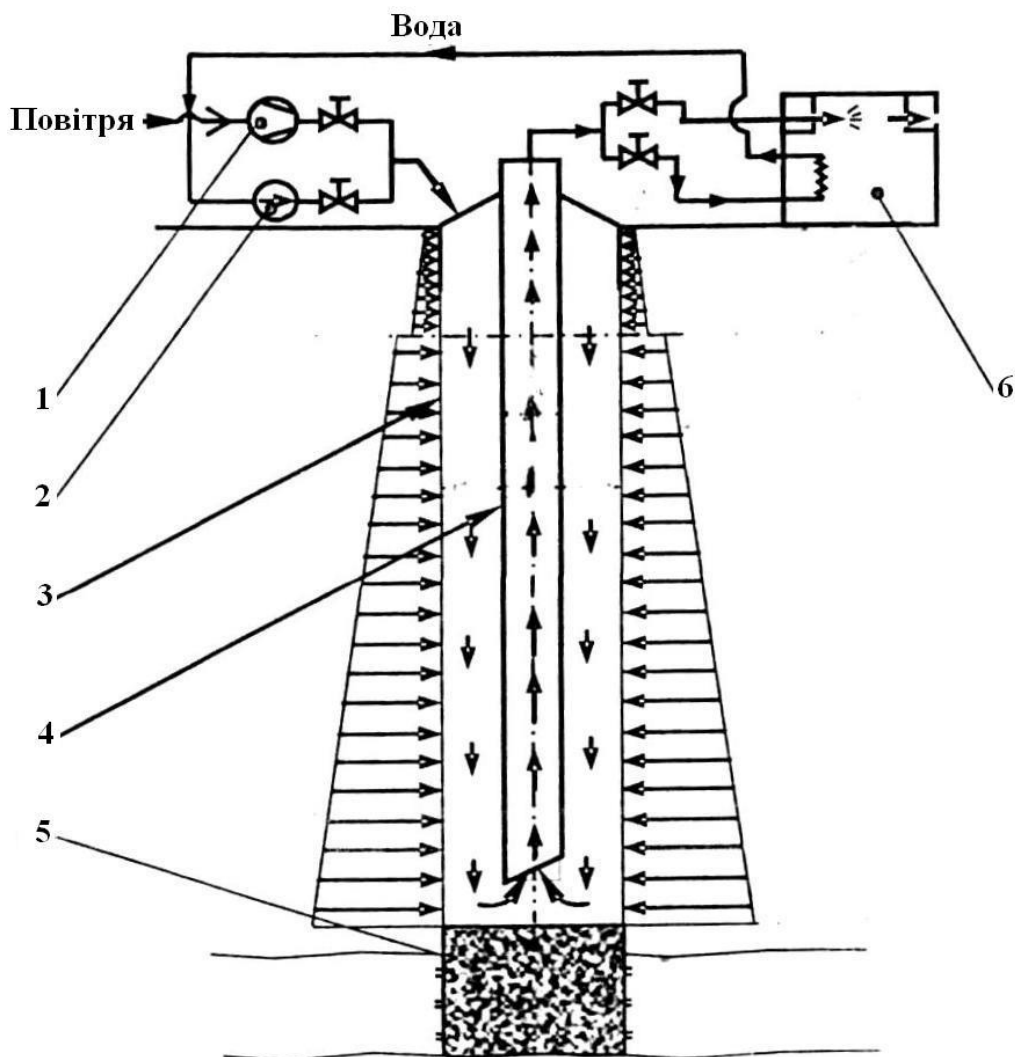
**Рисунок 3.10 – Схема використання ефекту висолювання для видобування горючих газів із газонасичених підземних вод: 1 – оголовок свердловини з превентором; 2 – установка комплексної підготовки газу (УКПГ); 3 – обсадна колона з затрубною цементациєю; 4 – ліфтова (відкачка) сосно розташована колона труб; 5 – інтервал перфорації обсадної колони; 6 – пласт кам’яної солі NaCl; 7 – циркуляційний клапан; 8 – водоносний газонасичений пласт**

ста. Свердловина закріплюється обсадною колоною, яка перфорована (пробиті отвори у стінці) в інтервалі пласта кам'яної солі. В обсадну колону свердловини спускається ліфтова (водовидавальна) колона труб. У міжтрубному просторі над покрівлею водоносного пласта монтується циркуляційний клапан. Устя свердловини обладнується превентором, оголовком і монтується водовід і газовід до найближчої установки газу. Працює установка наступним чином. У міжтрубну порожнину поступає прісна вода, яка в інтервалі перфорації насичується кам'яною сіллю  $NaCl$  і далі рухається у водогазоносний пласт у вигляді розсолу. Підвищена мінералізація води збільшує ефект виділення газу у вільну фазу. Газ через ліфтову колону труб поступає до устя свердловини і УКПГ, де він буде очищуватись від домішок і транспортуватись до споживачів. Відділена вода від газу повертається в пласт по міжтрубному простору. Під час інтенсивного виходу газу подача розсолу може бути скорочена чи повністю зупинена до падіння тиску в пласті, що також сприятиме виділенню газу у вільну фазу.

Використання такого джерела, як водорозчинний газ, запаси якого у нафтогазових покладах України досягають 30 трлн м<sup>3</sup>, може в значній мірі зменшити енергозалежність держави і збільшити видобуток гідромінеральної сировини. Такий газ доцільно застосувати для вироблення електро- і теплоенергії в газотурбінних установках з утилізацією теплоти відхідних газів у котлах – утилізаторах, або в установках, що працюють у парогазовому циклі.

Перспективний енергетичний потенціал газоготермальних родовищ оцінюється величинами: електричний – 4,5 млн МВт·год на рік, тепловий – 20 млн МВт·год на рік.

Після закінчення відпрацювання газонасичених родовищ рекомендується використовувати геотермальне тепло надр землі із глибоких експлуатаційних свердловин. При видобуванні нафти і газу також можна використати тепло надр землі через свердловини, які відпрацювали свій ресурс. На рис. 3.11 наведена принципова технологічна схема використання теплової енергії, де як проміжний теплоносіє застосовується повітря, вода чи інертні газ.



**Рисунок 3.11 – Технологічна схема утилізації геотермальної енергії на відп'рацьованих свердловинах: 1 – компресорна установка; 2 – циркуляційний насос; 3 – геотермальна свердловина; 4 – ліфтова колона труб; 5 – цементний заглушник; 6 – споживач теплової енергії**

Температура надр Землі на глибинах 3...5 км складає 120...180°C і більше і розподіляється у стовбурі свердловини згідно з температурним градієнтом для місцевого регіону. В деяких аномальних районах (Карпати, Донбас, Крим і ін.) вона досягає 300...400°C на глибинах понад 6...7 км. Для виключення забрудненості проміжних теплоносіїв мінералізованими підземними водами передбачається перфоровану зону свердловини на колишньому експлуатаційному пласті перекривати цементною заглишкою.

Використання тепла, акумульованого в надрах землі, забезпечує тепlopостачання населених пунктів, прилеглих до газонасичених родовищ.

### 3.5 Породні гірничі відвали

На даний час на території України у гірничовидобувних регіонах знаходяться понад 2400 породних відвалів, які негативно впливають на екологію і ландшафт навколишнього середовища.

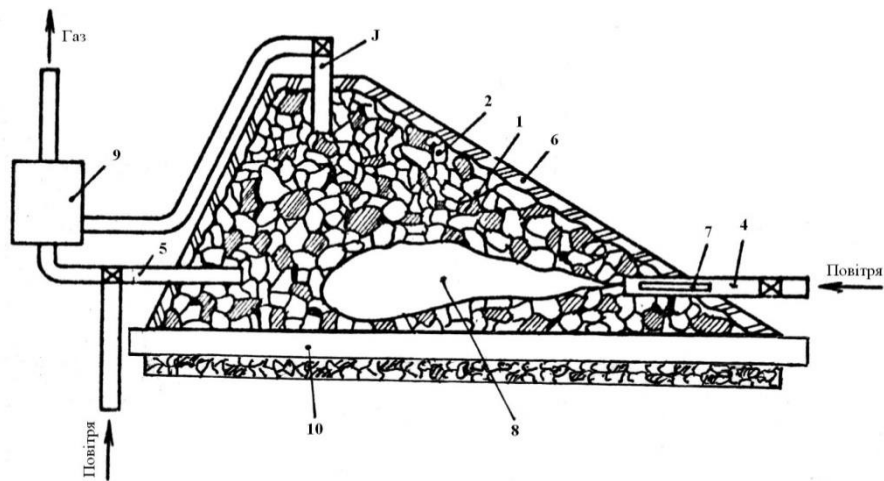
Проблему шахтних териконів можна вирішити шляхом використання їх як нетрадиційні джерела теплової і електричної енергії. Одним із варіантів вирішення цієї проблеми є газифікація відвалів. Вугільний терикон, як природний реактор, має необхідні умови для цього процесу: вміст органічного вуглецю і сірки складає 15...30%, достатність вологи – 4...16%, об'ємна повітропрониклість і теплопровідність порід.

Процес газифікації породних відвалів можливий при насиченні його вмісту горючими відходами нафтохімічного виробництва (відпрацьовані масла, мазут, бітуми, смоли, сира нафта тощо). Рівномірне насичення териконів рідкими відходами забезпечує повноту охоплення газифікацією практично всього відвального масиву за рахунок інтенсифікації горіння органічних і неорганічних матеріалів (рис. 3.12).

На стадії підготовчих робіт в покрівлі і по периметру терикона, який складений кусками вугілля 1 і породи 2, вибурюють свердловини глибиною 5...10 м: вертикальну 3 і горизонтальні 4 і 5. У свердловину 3 нагнітають нафтохімічні відходи з температурою 150...180°C із розрахунку 1...3 л на 1 м<sup>3</sup> породи.

Після насичення відвалу на поверхню терикона наносять покрівельний матеріал, який створює достатню термоміцність і несучу здатність. Для цього можна використати рідке скло  $\text{Na}_2\text{O} \cdot n\text{SiO}_2$  з добавкою 3...5% гідросилікату кальцію, який прискорює процес затвердіння і забезпечує термостійкість покриття. Таким чином верхній шар породи терикона перетворюється в міцний панцир 6, товщиною не менше 0,5 м.

На стадії газифікації відвалу спочатку в свердловині 4 розміщують газоповітряний пальник 7, розпалюванням якого створюють зону горіння 8 з температурою 800...1 000°C.



**Рисунок 3.12 – Технологічна схема газифікації шахтних териконів:**

- 1 – куски вугілля; 2 – куски шахтної породи; 3 – труба для насичення терикона рідкими продуктами і відведення утвореного газу;  
4 – нагнітальна труба; 5 – відкачувальна труба; 6 – герметизуючий покрив;  
7 – газоповітряний пальник; 8 – зона горіння терикона; 9 – газоочищуюча установка; 10 – теплогенеруюча обсадна труба**

Після цього пальник видаляють і нагнітають повітря, витрачаючи 300 – 600 м<sup>3</sup>/г, почергово в свердловини 4 і 5, змінюючи цим самим місцеположення вогневого вибою. Газову суміш, яку одержують внаслідок газифікації вугільних порід збагачених горючими нафтовими відходами, відводять через свердловину 3 на очищення в установку 9 і далі споживачу. Частина генераторного газу повертають через свердловину 5 в породний масив терикона для інтенсифікації процесу газифікації.

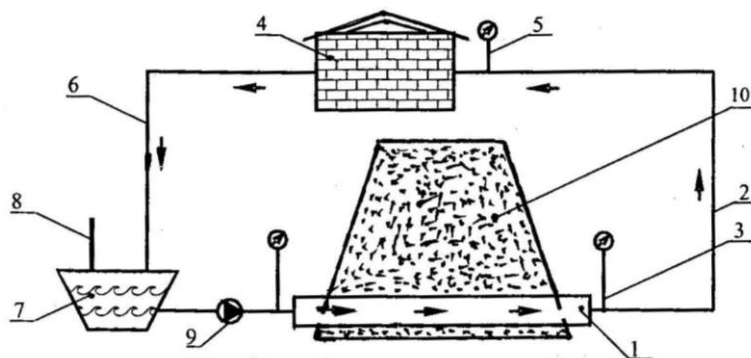
Під час газифікації і після її закінчення в териконі зберігається досить висока температура, тому для утилізації теплової енергії в трубу 10 подають проміжний теплоносій (повітря, воду, інертні гази), якій в подальшому використовується для утворення електричної і теплової енергії.

Необхідно відзначити одну важливу особливість шахтних териконів щодо температурного режиму породного масиву. Відомо, що на деяких териконах температура порід починає підвищуватись вже через 2...3 місяці після початку їх складування. Зі збільшенням висоти відвалів підвищується інтенсивність їх нагрівання, що в підсумку призводить до самозагоряння. Незалежно від форми і тривалості експлуатації породні відвали починають горіти при висоті 10 м і більше, і процес горіння всередині терикона продовжується упродовж багатьох

десятиліть. При цьому температура всередині відвалу досягає 1200...1300°C. А це значить, що кожний терикон є джерелом теплової енергії значної потужності. Необхідно відзначити, що навіть в погашених чи повністю охолоджених териконах температура всередині їх стабільна на рівні 35...45 °С.

Український інститут проблем машинобудування (м. Харків) розробив технологічну схему теплоенергетичної установки з використанням тепла терикона при невеликому віддаленні (500...700 м) споживачів від терикону (рис. 3.13).

Температура у зоні теплогенеруючої труби 1 складає 130...150 °С. Такої температури досить, щоб циркулююча в цій трубі вода трансформувалась в пару і подавалась споживачу 4 трубопроводом високого тиску 2.

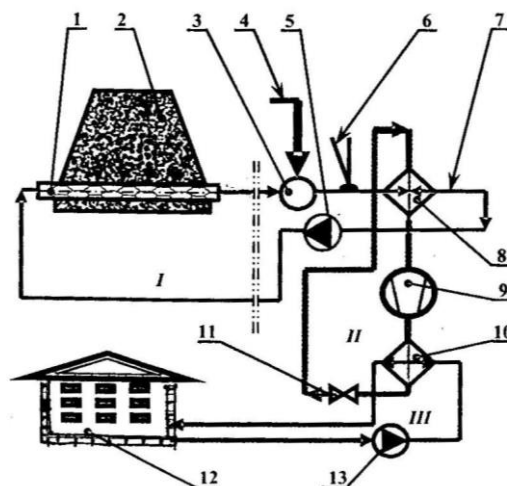


**Рисунок 3.13 – Схема виробництва теплової енергії при газифікації шахтних породних відвалів: 1 – теплогенеруюча обсадна труба; 2 – трубопровід високого тиску; 3 – манометри для виміру тиску теплоносія; 4 – споживач теплової енергії; 5 – термометр; 6 – конденсатний трубопровід; 7 – конденсатна ємність; 8 – підпитуючий патрубок; 9 – відцентрований насос; 10 – шахтний терикон**

Конденсат від споживачів пари по конденсатній лінії 6 повертається в конденсатну ємність 7, звідкіля насосом 9 перекачується знову в теплогенеруючу трубу 1. Для поповнення втраченої конденсатної води система поповнюється додатковою водою через лінію підпитувального патрубка 8. Контроль над тиском і температурою в системі відбувається з допомогою манометра 3 і термометра 5. Діаметр теплогенеруючої обсадної труби 1 визначається розрахунковим шляхом, а її довжина вибирається залежно від розмірів терикона 10.

Для погашених териконів з температурою всередині них 35 – 45°C і при розташуванні об'єктів споживання тепла понад 1 000 м використовується технологічна схема з застосуванням теплонасосної установки (ТН – установки) (рис. 3.14) і трьох замкнених контурів: I – низькопотенціального теплоносія, II – робочого тіла, III – теплопостачання. В першому контурі по теплогенеруючому патрубку 1, який прокладено в основі погашеного терикона 2, постійно прокачується технічна вода, яка нагріваючись, відбирає тепло із масиву порід відвалу. У контурі II за допомогою компресора 9 циркулює робочий агент – зононебезпечний фреон. Через контур III гаряча вода насосом 13 передається споживачу 12. Взаємозв'язок контурів відбувається за принципом роботи класичного теплового насоса через теплообмінник – випарник 8 і конденсатор 10. Безперервний відбір теплової енергії з відвалу з постійною температурною, незалежною від сезонних погодних умов, забезпечує стабільну і ефективну роботу ТН – установки з високим коефіцієнтом корисної дії. В підсумку це дозволяє одержати вииграш теплової потужності в 3 – 6 разів, що перевищує енерговитрати на циркуляцію води в контурах I, II і компримування теплоносія у контурі III.

Використання тепла шахтних відвалів з застосуванням теплонасосних технологій з вироблення 1 Гкал комунального тепла може дати економію 55 м<sup>3</sup> природного газу або 84 кг мазуту, або 269 кг вугілля.



**Рисунок 3.14 – Схема газифікації породного відвалу з використанням теплового насоса: 1 – теплогенеруюча труба; 2 – породний терикон; 3 – теплообмінник; 4 – трубопровід холодної води; 5 – нагнітальний насос; 6 – термометр; 7 – магістральний трубопровід; 8 – випарник; 9 – компресор; 10 – конденсатор; 11 – дросель; 12 – споживач; 13 – подавальний насос**



## 3.6 Термоелектричні й термоємисійні перетворювачі енергії

### 3.6.1 Фізичні процеси термоелектричного перетворення

Основна частина при отриманні теплової, механічної та електричної енергії виробляється шляхом спалювання органічного, вуглеводневого палива. Вартість викопного палива, що видобувається, зростає з кожним роком, що приводить до необхідності його економного витрачання. Перед людством особливо гостро постала задача економного та ефективного перетворення органічного палива на електричну та інші види енергії. Основою сучасної електроенергетики є використання паросилових агрегатів для вироблення електроенергії. Паросилові агрегати не відрізняються достатніми коефіцієнтами корисної дії (при перетворенні з теплової енергії в електричну ККД не перевищує 30...35%). Не вирішує проблеми перетворення теплової енергії на електричну теплові машини внутрішнього згоряння – бензинові, дизельні та газотурбінні. ККД машин внутрішнього згоряння (які мають можливість роботи тільки з дорогими типами палива) лише трохи перевищує ККД паросилових агрегатів і досягає в кращому випадку 35...45 %.

Особливу актуальність для ефективного перетворення теплової енергії в електричну набуває питання використання вторинних енергетичних ресурсів. Найбільш енергоємною галуззю в світі по праву вважається металургія. У 2020 році металургія спожила 48,2 млн. тон умовного палива енергоресурсів з яких 50 % склала електроенергія. Щорічно Українська металургія споживає 6...7 млрд. куб. м газу. Більшість виробників в світі відмовилися від спалювання газу та перейшли на пилувугільну суміш. Крім того, споживання енергоносіїв на тонну виплавленого металу в Україні в 2...2.5 рази більше чим в розвинених країнах.

Низьке значення ККД паросилових агрегатів привело до того, що вартість електричної енергії більше вартості теплової енергії в 3...5 разів. При виплавці металів ККД використання палива не перевищує 25%. В металургії викидається в атмосферу 75 відсотків отриманого тепла. Можливе використання для утилізації скидного тепла спеціальних агрегатів, таких як котли утилізатори, пристрої випарного охолодження (за допомогою яких можемо отримати гарячу воду і пар), але в літку це не дає бажаного результату. В літній період така теплова,

непридатна енергія не знаходить використання. Велика кількість такого не використаного тепла спонукає інтерес до нових пристроїв та технологій які зможуть використати джерела сонячної, ядерної, хімічної та інших видів енергії спочатку для отримання теплової, а потім безпосередньо з теплової отримати електричну енергію.

Робота термоелектрогенераторів (ТЕГ) заснована на термоелектричних ефектах, відкритих в ХІХ столітті: ефекти Пельтьє, Зеєбека та Томсона.

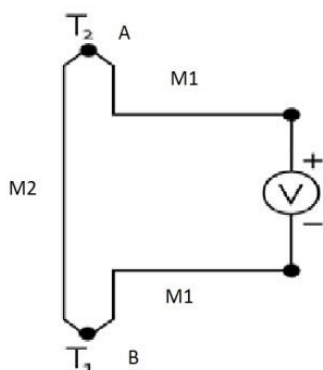
### ***Ефект Зеєбека***

Принцип дії термоелектричних генераторів ґрунтується на ефекті Зеєбека. У вітчизняній літературі має назву явище термоелектрики. Відкрив цей ефект німецький фізик Томас Йоган Зеєбек у 1821 році. Основною причиною термоелектричних явищ є порушення теплової рівноваги.

Ефект Зеєбека – явище виникнення термоелектрорушійної сили (термо-ЕРС) в електричному колі складеному з двох послідовно з'єднаних провідників з різних матеріалів ( $M_1, M_2$ ) спаї (контакти) яких ( $A$  та  $B$ ) перебувають при різній температурі  $T_1$  та  $T_2$  (рис. 3.15). Величина термо-ЕРС визначається матеріалами провідників та різницею температур місць з'єднання:

$$E = \alpha(T_2 - T_1)$$

де  $E$  – термоелектрорушійна сила, В;  $\alpha$  – коефіцієнт термо-ЕРС;  $T_1$  і  $T_2$  – відповідно температура холодного і нагрітого кінців спаю, °С.



**Рисунок 3.15 – До пояснення ефекту Зеєбека**

Якщо нагріти частину провідника на гарячому кінці електрони набудуть додаткову енергію і швидкість в порівнянні з холодним.

Виникне рух електронів від гарячого до холодного кінця. На холодному кінці буде зростати негативний заряд, а на гарячому буде залишатися незмінний позитивний заряд.

Коло, яке складається з двох різнорідних провідників називається термопарою (або термоелементом), а гілки такого кола мають назву – термоелектроди.

Якщо коло замкнути, то в ньому почне протікати електричний струм (термострум  $I_T$ ). Якщо нагрівати спочатку контакт А, а потім контакт В – напрямок термоструму зміниться на протилежний. (див. рис. 3.17).

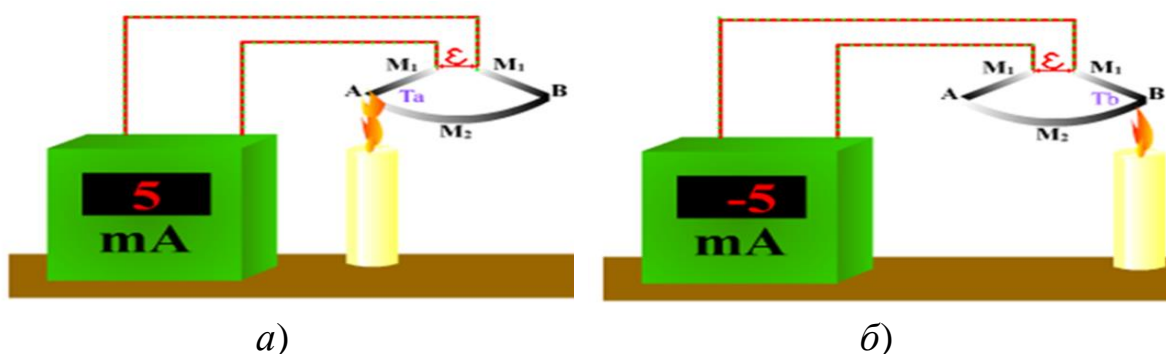


Рисунок 3.16 – Ефект Зесбека при нагріванні спаю (контакту) А (а) чи В (б)

### *Термо–ЕРС, коефіцієнт термо–ЕРС*

Величина термо–ЕРС ( $E_T$ ) залежить від абсолютних значень температур спаїв  $T_1$  та  $T_2$  і різниці цих температур  $\Delta T$  і від природи матеріалів, що складають термоелемент.

Термо–ЕРС контуру визначається формулою:

$$E_T = \alpha_{12} \Delta T = \alpha_{12} \cdot (T_2 - T_1)$$

де  $\alpha_{12}$  – коефіцієнт термо–ЕРС (характеризує обидва метала термопари).

Коефіцієнт термо–ЕРС визначається фізичними характеристиками провідників з яких складається термопара: концентрацією, енергетичним спектром та механізмами розсіювання носіїв заряду, інтервалом температур. У деяких матеріалів зміна температури приводить до зміни додатного знаку  $\alpha$  на від’ємний.

Термо-ЕРС обумовлена трьома причинами:

1. Температурною залежністю рівня Фермі: залежністю вищого енергетичного рівня, на якому знаходяться електрони в провіднику від температури. Якщо температура спайів не однакова, різні і внутрішні контактні потенціали. Система втрачає електричну рівновагу. Неоднаковість потенціалів при переході через спай з одного металу в інший веде до виникнення контактної складової термо-ЕРС.

2. Дифузією носіїв заряду від гарячого кінця до холодного. Електрони в гарячій зоні мають більш високу енергію та рухливість. В провіднику виникне дифузія електронів до кінців що обумовлено рухом швидких електронів (об'ємна частина термо-ЕРС).

3. Процесом захоплення електронів фотонами. При наявності різниці температур на спаях виникає рух фотонів (квантів енергії коливань кристалічної решітки). Фотони стикаються з електронами та направляють їх рух від нагрітого кінця провідника до холодного. Ефект захоплення електронів фотонами відкритий Л.Е.Гуревичем в 1940-1945 роках. Надлишок електронів на «холодному» кінці та їх нестачі на «гарячому» приводить до виникнення електричного поля яке спрямоване назустріч підвищенню температури та перешкоджає подальшому поділу зарядів.

Потрібно відзначити, що друга і третя складові термо-ЕРС мають один напрям (один знак), а перша контактна термо-ЕРС протилежний.

Термоелектричні коефіцієнти зростають якщо зменшується концентрація носіїв. У металах концентрації вільних електронів дуже великі і не залежать від температури. Тому термо-ЕРС знайомих нам металів дуже мала (порядку декількох мкВ/К). Для напівпровідників  $\alpha$  може перевищувати 1000мкВ/К. Далі приводиться значення  $\alpha$  для деяких металів (по відношенню до свинцю) для температур від 0 °С до 100 °С ( $\alpha$  позитивний для металів, де струм протікає через нагрітий спай). Платина -4.4 мкВ/К, олово -0.2 мкВ/К, свинець 0.0 мкВ/К, срібло +2.7 мкВ/К, мідь +3.2 мкВ/К, сурьма +4.3 мкВ/К. Для напівпровідників в сотні разів вища. SnTe – до 80 мкВ/К, для SnPbGeTe – до 250 мкВ/К, для BiSbPb – до 270 мкВ/К.

### *Температурна залежність рівня Фермі*

Різна залежність від температури контактної різниці потенціалів. Контактна різниця потенціалів викликана відмінністю енергій Фермі у різних провідників, що контактують. При створенні контакту рівні Фермі стають однаковими, і виникає контактна різниця потенціалів  $U$ , що дорівнює

$$U = \frac{F_1 - F_2}{e},$$

де  $F_1$ ,  $F_2$  – енергія Фермі,  $e$  – заряд електрона.

На контакті з цим існує електричне поле, локалізоване в тонкому приконтактному шарі. Якщо скласти замкнуте коло з двох металів, то  $U$  виникає на обох контактах. Електричне поле буде спрямоване однаковим чином в обох контактах – від більшого  $F$  до меншого. Це означає, що якщо здійснити обхід по замкнутому контуру, то в одному контакті обхід відбуватиметься за полем, а в іншому проти поля. Циркуляція вектора  $E$  тим самим дорівнюватиме нулю. Якщо температура одного з контактів зміниться на  $\Delta T$ , то оскільки енергія Фермі залежить від температури,  $U$  також зміниться. Але якщо змінилася внутрішня контактна різниця потенціалів, то змінилося електричне поле в одному з контактів, і тому циркуляція вектора буде відмінна від нуля, тобто з'являється ЕРС в замкненому колі. Ця ЕРС називається контактною термо–ЕРС.

### *Дифузія носіїв заряду від гарячого кінця до холодного*

Якщо вздовж провідника існує градієнт температур, то електрони на гарячому кінці набувають більш високу енергію та швидкість, ніж на холодному; у напівпровідниках на додаток до цього концентрація електронів провідності зростає з температурою. В результаті виникає потік електронів від гарячого кінця до холодного і у холодному кінці накопичується негативний заряд, а в гарячому залишається незкомпенсований позитивний заряд. Процес накопичення заряду триває до тих пір, поки різниця потенціалів, що виникла, не викличе потік електронів у зворотному напрямку, рівний первинному, завдяки чому встановиться рівновага. ЕРС, виникнення якої описується механізмом який називається **об'ємною ЕРС**.

### ***Процес захоплення електронів фононами***

Якщо у твердому тілі існує градієнт температури, то кількість фононів, що рухаються від гарячого кінця до холодного, буде більшою, ніж у зворотному напрямку. В результаті зіткнень з електронами фонони можуть захоплювати за собою останні і на холодному кінці зразка накопичуватиметься негативний заряд (на гарячому – позитивний) доти, доки різниця потенціалів, що виникла, не врівноважить ефект захоплення. Ця різниця потенціалів і є 3-ю складовою термо-ЕРС, яка при низьких температурах може бути в десятки і сотні разів більше розглянутих вище. У магнетиках спостерігається додаткова складова термо-ЕРС, обумовлена ефектом захоплення магнонами електронів.

### ***Значення коефіцієнта термо-ЕРС***

Велика кількість матеріалів для термопар створює незручності при розрахунках величини термо-ЕРС. Тому прийнято величину  $\alpha$  визначати по відношенню до одного металу, за який прийнято свинець, між теплим та холодним кінцями цього металу різниця потенціалів дорівнює нулю. Значення коефіцієнтів термо-ЕРС металів  $M_1$  і  $M_2$  по відношенню до свинцю позначають відповідно  $\alpha_1$  та  $\alpha_2$  і називають абсолютними коефіцієнтами термо-ЕРС. Тоді:  $\alpha_{12} = \alpha_1 - \alpha_2$ .

Коли спай нагрівається то термострум тече до металу з більшим  $\alpha$ . Наприклад, якщо термопара складається з заліза ( $M_1$ ) та константану ( $M_2$ ) коефіцієнти термо-ЕРС яких дорівнюють відповідно:  $\alpha_1 = +15.0$  мкВ/К та  $\alpha_2 = -38.0$  мкВ/К. то струм у спаї, якій нагрівається ззовні – буде спрямований від  $M_2$  до  $M_1$ .

Величини термо-ЕРС є характеристиками пари металів. Частіше усього другим (В) металом пари служить свинець, платина, срібло або мідь.

Термо-ЕРС, яку створюють деякі метали з платиною  $P_t$  при температурі гарячого спаю  $T_1 = 100$  °С та негарячого  $T_2 = 0$  °С:

платина – кремній	+44,8 мВ;
платина – сурма	+4,7 мВ;
платина – ніхром	+2,2 мВ;
платина – молібденіт	-69...-104 мВ;
платина – мідь	+0,76 мВ;
платина – пірит	-12,1 мВ;
платина – константан	-3,4 мВ.

### **Проблема обмеження ККД**

Існуючі термопари мають велику довжину та малу площу поперечного перерізу і як слідство – великий внутрішній опір який дорівнює:

$$r = \rho_1 \frac{l_1}{s_1} + \rho_2 \frac{l_2}{s_2}$$

де  $\rho_1$  та  $\rho_2$  – відповідно питомий опір,  $l_1$  та  $l_2$  – довжина віток термопари;  $s_1$  та  $s_2$  – площа поперечного перерізу віток.

Великий опір для теплового потоку через вітку термопари приводить до того що тільки не значна частина енергії тепла перетворюється на електрику. При значних перепадах температур – ККД термоелементів не перевищує 5...9% (отримані показники в опитних пристроях не перевищують 11...15 %. В разі досягнення ККД 15...25-ти відсоткам усю теплову та атомну енергетику можна перевести на термоелектричне перетворювання (без електро-механічних генераторів). Для покращання параметрів термоелектричних перетворювачів необхідно змінити співвідношення між питомим опором, довжиною віток та площею поперечного перерізу.

### **3.6.2 Термоелектричні генератори**

**Елемент Пельтьє** – сукупність електрично з'єднаних термопар. З'єднання в більшості випадків – послідовне. У промисловому термоелектричному модулі між двома плоскими керамічними пластинами (з оксиду або нітриду алюмінію) знаходяться термопари. Кількість термопар – від одиниць до декількох сотень. Велика кількість термопар дозволяє створювати перетворювач будь якої потужності. При підведенні напруги до термоелектричного модуля починає проходити електричний струм. Під дією якого між сторонами модуля створюється перепад температури. Одна сторона охолоджується, а друга нагрівається. Якщо з нагрітої сторони відводити тепло (вентилятор чи радіатор), то на холодній стороні можна отримати нижчу за навколишнє середовище температуру. Охолодження буде пропорційно від величини струму. Якщо змінити полярність струму то гаряча та холодна сторони обмінюються місцями. На рисунку 3.17 наведено сучасний елемент Пельтьє та його номінальні параметри.



Робоча напруга, В $U_{max}$	15,4
Робочий струм, А $I_{max}$	4
Зовнішні розміри, мм	40x40x4,7
Потужність, Вт $P_{max}$	33,4
Довжина проводу, мм	300
Різниця температур, °С $\Delta T_{max}$	66
Опір, Ом	2,85
Робоча температура, °С $T_{2max}$	80

Рисунок 3.17 – Елемент Пельтьє та його параметри

### *Тонкоплівкова термопарна поверхня*

На мідній підкладці розташовано термопару яка складається із заліза та нікелю (див. рис. 3.18). Довжина гілки  $l$  термопару може досягати від 0.01мкм до 1 мкм. Термопарна поверхня де вітки являють собою дуже тонкі плівки виготовлені за допомогою електролізу чи напиленням.

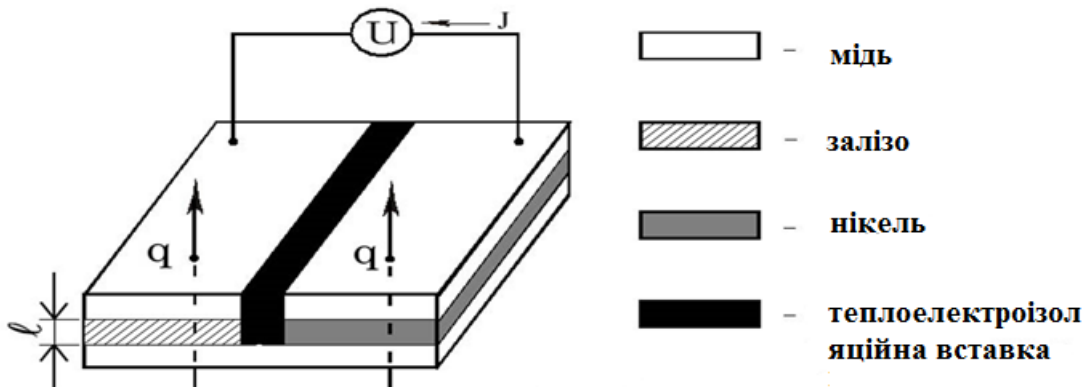


Рисунок 3.18 – Конструкція тонкоплівкової термопарної поверхні,  
 $q$  – тепловий потік

### *Багатошарова тонкоплівкова поверхня*

Багатошаровий метод напилення: **термопара** виготовляється послідовним напиленням шарів для надання міцності (рис. 3.19). Має малий внутрішній опір та велику площу поверхні за допомогою якої можливо перетворювати великі теплові потоки навіть за невеликої різниці температур різних спаїв.



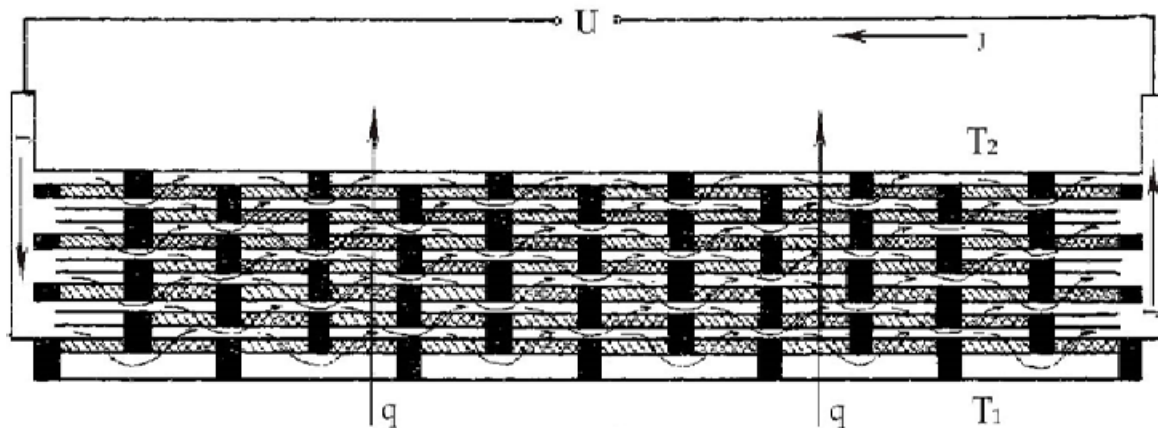


Рисунок 3.19 – Багатошарова тонкоплівкова термопара

### *Термобатарей*

Термобатарей збирають з послідовно з'єднаних термопар та використовують в якості джерел малої потужності (живлення радіоприймачів). Простий генератор являє собою декілька термопар, одні кінці спаїв нагріваються, а інші охолоджені. Завдяки чому створюється термо-ЕРС і по зовнішньому колу протікає електричний струм. Термопари можуть складатися з двох різнорідних напівпровідників або з провідника і напівпровідника. Металеві термопари мають велику теплопровідність та відводять тепло з нагрітих спаїв, що не дає змоги отримати велику термо-ЕРС. Для досягнення результатів необхідно використовувати напівпровідникові або комбіновані термопари. Комбіновані термопари складаються з напівпровідників з  $n$ - і  $p$ - провідностями. Якщо нагрівати спай то кількість електронів в напівпровіднику  $n$ -типу та число дірок у напівпровіднику  $p$ -типу збільшиться. Електронні дірки внаслідок дифундують та рухаються від гарячого спаю термопар до холодного. Рух дірок приводить до заряджання гарячого кінця напівпровідника  $p$ -типу негативно, а холодного – позитивно. У  $n$ -типі електрони, заряджають гарячий кінець позитивно, а холодний – негативно. Термо-ЕРС напівпровідникової термопарі більше термо-ЕРС металевій.

### **3.6.3 Термоелектронні перетворювачі**

Термоелектронні перетворювачі являють собою вакуумні або газові прилади з твердими нагрівальними катодами. Перетворення з теплової енергії в електричну проходить за рахунок роботи термоелектронної емісії. Електрони з катода рухаються до анода (від різниці

температур). Щоб забезпечити таку різницю необхідно охолоджувати анод. В залежності від температури до якої нагрівається катод перетворювачі поділяються на низько-температурні (1200...1600°C) та середньо-температурні (1900...2000°C). У середньо-температурних перетворювачів ККД досягає 20%, що більш ніж в 2 рази перевищує ККД термобатареї.

Коли почалася Велика Вітчизняна війна було розроблено спеціально для партизанів і диверсійних груп, що закидаються в тил противника, термоелектрогенератор ТГ-1, відомий під назвою «партизанський казанок» (рис. 3.20). Роботами з його створення керував один із колег А.Іоффе – Юрій Маслаковець, який зацікавився термоелектричними явищами у напівпровідниках ще до війни. ТГ-1 справді був схожий на казанок, наповнювався водою та встановлювався на багаття. Як напівпровідникові матеріали використовувалися з'єднання сурми з цинком і константан – сплав на основі міді з додаванням нікелю і марганцю. Різниця температур полум'я багаття та води доходила до 300° і виявлялася достатньою для виникнення в термоелектрогенераторі струму. В результаті партизани заряджали батареї своєї радіостанції. Потужність ТГ-1 досягала 10 Вт. Випуск генератора було налагоджено у березні 1943 року на «НДІ 627 з дослідним заводом № 1». Після війни А. Іоффе та Ю. Маслаковець продовжили роботи в галузі термоелектрики. 1950 року А. Іоффе написав роботу «Енергетичні основи термоелектричних батарей з напівпровідників», де вивчив властивості напівпровідникових матеріалів, що дозволяють досягти максимально можливого ККД термогенератора.



**Рисунок 3.20 – Термоелектричний перетворювачі типу «партизанський казанок» та туристична піч з термоелектричним генератором**

Промисловість СРСР випускала різні типи генераторів, для віддалених місцевостей, де немає доступу до електричної мережі. Був, наприклад, створений термогенератор ТГК-3, що закріплювався на склі газової лампи і дозволяв жити радіоприймач (рис. 3.21).



Рисунок 3.21 – Термоелектрогенератор ТГК-3

Джерелом теплової енергії для термоелектрогенератора слугувала звичайна газова лампа, що застосовувалася і для освітлення. Термоелектрогенератор ТГК-3 не вимагав використання палива для своєї роботи. Скло лампи, що нагріває пелюстки генератора укорочене. Над полум'ям лампи розташовано металевий теплопередавач. На поверхні верхньої частини тепло-передавача розташовані блоки термобатарей. Використання теплопередачі йде двома шляхами: перший від випромінювання – полум'я, другий шляхом конвекції (спеціальними каналами гарячі гази проходять склянною трубою). Для відведення тепла від холодних спаїв до зовнішніх поверхонь приєднані металеві ребра охолоджувача (повітряне охолодження). Термоелектрогенератор має дві термобатареї з великої кількості елементів. Одна дає напругу 2 В при струмі 2 А, (для живлення анодних кіл приймача). Друга при такій самій напрузі і струмі 0,5А (живлення лампових приладів). Батарея має відхід на 1,2 В (при струмі 0,36 А). Спаї термоелементів електрично ізольовані від нагрівача та його ребер.

Основні переваги термоелектрогенераторів:

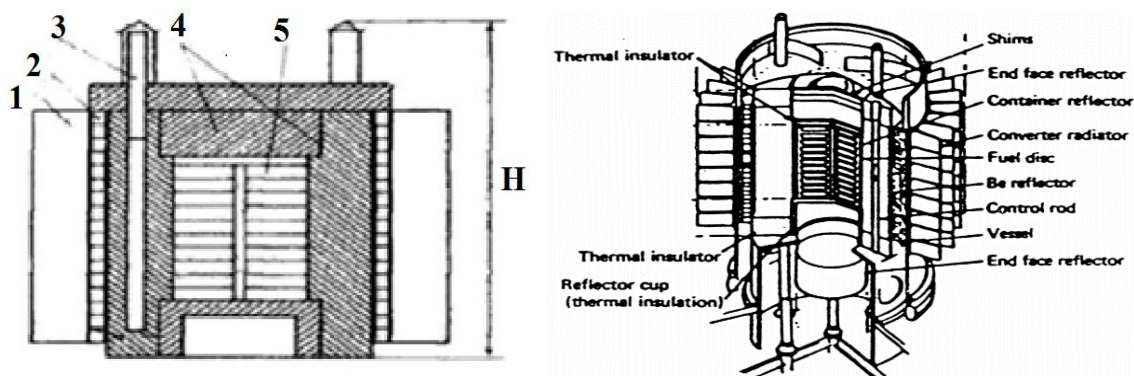
- відсутні рухомі частини;
- можуть використовуватись будь-які джерела теплоти;
- мають тривалий термін служби (ресурс роботи);

- підтримують стабільну напругу;
- витривалі до коротких замикань;
- не потребують спеціального догляду;
- робочий тиск – тиск довкілля;
- зменшення витрат кольорових металів (в порівнянні з акумуляторами та батареями).

### **Термоелектрогенератор на ядерному паливі**

Через їх високу вартість термоелектричні генератори поки не застосовуються в стаціонарній енергетиці. Область їхнього використання – малі автономні джерела енергії. Для космічних установок розроблені ТЕГ з ядерним реактором, як джерелом теплоти.

Термоелектричний пристрій «Ромашка» (рис. 3.22) було розроблено в Інституті атомної енергії ім. І.В. Курчатова у 1964 році. Він обладнаний термоелектродами з германій–кремнієвого сплаву та має потужність 800 Вт. Його ККД становить 2% при завантаженні 49 кг  $U_{235}$  із 90% збагаченням. Активна зона цього реактора на швидких нейтронах оточена термоелементами із SiGe, які охолоджуються випромінюванням. У реакторі відсутній теплоносій, що дозволяє виключити вузли, що рухаються, і забезпечити високу надійність пристрою.



**Рисунок 3.22 – Конструкція термоелектричного пристрою «Ромашка»:**

- 1 – радіатор, 2 – термоелемент, 3 – регулюючий стрижень,**
- 4 – відбивач нейтронів, 5 – ТВЕЛ (тепловидільний елемент) – конструктивний елемент з зоною де проходить ядерна реакція**

### **3.6.4 Перспективи термоелектричних перетворювачів**

Основні переваги термоелектричних перетворювачів – автономність, надійність, простота експлуатації, довговічність, малі габарити;

у них відсутні рухомі частини (краща зносостійкість). У них високі енерго–вагові характеристики. Для термоелектрогенераторів економічно було показано, що коли їх ККД досягне 15% (зараз він <10%), вони будуть здатні конкурувати з іншими джерелами енергії. Розробляються сонячні термоелектрогенератори, термоелектрогенератори на теплі органічного палива (гній, що розкладаються, солома і т.д.). Перспективним є використання термоелектрогенераторів для утилізації втрат теплової енергії (двигуни внутрішнього згоряння, спалювання сміття, ядерні відходи та ін.). Термоелектрогенератори можуть знайти (і знаходять) застосування в об'єктах аерокосмічної, суднобудівної, нафтової промисловості та інших областях, де необхідна наявність автономних джерел електроенергії.

Майже дві третини енергії палива у сучасних ДВС «відлітає» в атмосферу разом із теплом. Тому інженери BMW разом із фахівцями американського аерокосмічного агентства NASA активно працюють над технологіями перетворення теплової енергії вихлопних газів на електричну. Такі установки мають ще один позитивний ефект: додаткове нагрівання непрогрітого двигуна. Поки що термоелектрогенератор «огортає» відрізок вихлопної труби, але в майбутньому планується інтегрувати цю систему в каталізатор, використовуючи тим самим його тепловий режим. Для більш масштабного впровадження цієї технології в автомобілі доведеться модернізувати днище, розширивши у деяких місцях центральний тунель. Очікується, що подібна система вже зовсім скоро зможе давати 5% економію палива, підвищуючи ККД двигуна.

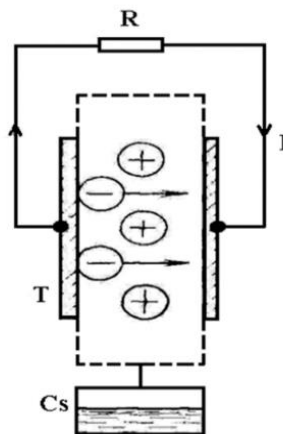
### **3.6.5 Термоемісійні перетворювачі**

Термоемісія (також відомо під назвою «ефект Едісона») – явище емісії електронів із поверхні металу чи оксиду металу, що починається, коли енергія теплового руху електронів перевищує сили, які утримують електрони що лежать на поверхні. Ефект посилюється зі зростанням температури поверхні. Явище виявлено 1873 року Ф.Гутри, перевідкрито 1880 року Т. Едісоном – виявлення струму, що протікає між нагрітим елементом і позитивно зарядженим електродом. Обидва вчені вважали ефект непридатним до застосування на практиці.

У 1904 Д.А.Флемінг використовував це явище для створення лампового діода.

### ***Принцип дії термоемісійного перетворювача енергії (ТЕП)***

Якщо зблизити у вакуумі дві металеві поверхні з різними температурами, то за рахунок різниці їх струмів емісії через зазор і зовнішнє навантаження  $R$  потече результуючий струм  $I$  (рис. 3.23). Теплова енергія, підведена до гарячого електрода ( $T$ ), частково перетворюється на електроенергію. Частина теплової енергії, що залишилася, може відводитися від холодного електрода. З метою компенсації просторового заряду, створюваного електронами в зазор вводять іони цезію.



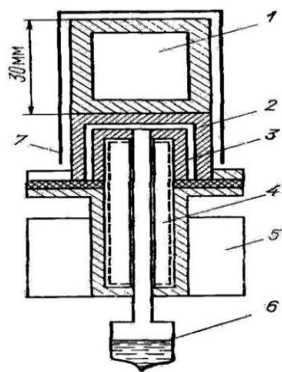
**Рисунок 3.23 – Принцип дії термоемісійного перетворювача енергії**

### ***Радіоізотопний термоемісійний перетворювач***

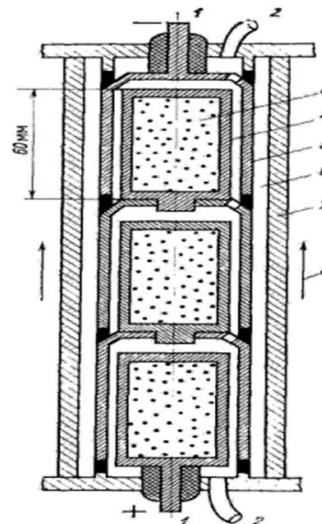
Як джерело тепла в ТЕП успішно використовується енергія ядерних реакцій. На рис. 3.24 показано конструкцію ізотопного ТЕП для космічних установок. Джерелом тепла служить активний ізотоп актинія –  $^{227}\text{Ac}$ , що має щільність тепловиділення 17 Вт/г. Для отримання потужності в 25 Вт при ККД 10% генератору потрібно близько 20 г окису актинія  $\text{Ac}_2\text{O}_3$ .

### ***Термоемісійного перетворювача на ізотопі урану 235***

Для живлення космічних апаратів широко використовують ТЕП на ізотопі урану 235. На рис. 3.25 приведена схема ТЕП, що використовує безпосереднє перетворення теплової енергії, що виділяється в результаті розподілу ядер. Катод у вигляді циліндричного стрижня з твердого розчину карбідів цирконію і урану зі збагаченим до урану 235 ( $^{235}\text{U}$ ) – поміщено до вакуумного балону з парами цезію. Анодом служать стінки балона які охолоджуються маслом.



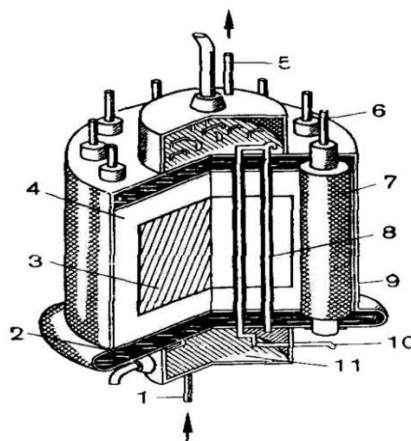
**Рисунок 3.24 – Радіоізотопний ТЕП**  
 1 – капсула з  $^{227}\text{Ac}$ ; 2 – катод;  
 3 – анод; 4 – теплова труба;  
 5 – холодильник-радіатор;  
 6 – резервуар із Cs; 7 – тепловий екран



**Рисунок 3.25 – Термоемісійного перетворювача на ізотопі урану  $^{235}\text{U}$ .**  
 1 – струмові виводи; 2 – трубка постачання Cs; 3 – ядерне паливо; 4 – катод; 5 – анод;  
 6 – ізолятор анода; 7 – захист;  
 8 – потік теплоносія

### *Термоемісійна космічна ядерна установка «Топаз»*

Термоемісійний перетворювач з ядерним реактором «Топаз» (рис. 3.26) розвиває електричну потужність до 10 кВт. Реактор на теплових нейтронах містить 79 ТЕП, поєднаних із тепловиділяючими елементами.



**Рисунок 3.26 – Термоемісійний перетворювач з ядерним реактором «Топаз»**  
 1 – вхід Cs; 2 – теплоносій (Na – K); 3 – сповільнювач ( $\text{ZrH}_4$ ); 4 – відбивач (Be); 5 – вихід Cs; 6 – комутаційна камера; 7 – циліндр зворотної лінії;  
 8 – канал вироблення електроенергії; 9 – реакторний бак;  
 10 – струмознімання; 11 – комутаційна камера



### ***Утилізація тепла парогенератора***

У міру покращення характеристик ТЕП з'являється можливість їх використання як надбудови до звичайних паросилових електростанцій. При цьому теплота, що отримується від спалювання палива, спочатку підводиться до гарячого електрода (катода) ТЕП. Теплота, що відводиться від холодного електрода (анода), використовується у звичайному циклі паросилового. При цьому ККД такої комбінованої установки підвищується. У стінки реактора (або котла на ТЕС) монтується батарея ТЕП. Катод працює при температурі 1500 К, а анод охолоджується і віддає тепло при температурі 800 К. Анод охолоджується парою, яка потім використовується в паровій турбіні для виробництва електроенергії. ККД паротурбінної установки ТЕС при підключенні термомісійного перетворювача може бути підвищено до 49%. На АЕС величина ККД перевищує ці значення.

### ***Термомісійна установка із плазмовим нагріванням***

Електрогідродинамічний процес характеризується низьким ступенем іонізації, малими струмами ( $10^{-5} \dots 10^{-4}$  А), низькою температурою газу (300...2000 К) і високою напругою (50...500 кВ). Для досягнення найбільшої ефективності необхідно використовувати робочі тіла з мінімальною рухливістю заряджених частинок. Це досягається введенням у потік газу дрібних твердих частинок (пил, зола, подрібнений глинозем).

В електрогідродинамічних генераторах (рис. 3.27) газ під високим тиском через сопло, що розширюється, потрапляє в зону іонізації. Іонізація здійснюється коронним розрядом, що виникає між голчастим (1) і навколишнім кільцевим електродами (2) за наявності сильного електричного поля. Іони, що утворюються, захоплюються потоком газу і збираються на електроді-колекторі (3), що представляє собою набір металевих трубок або сіток. Тут відбувається рекомбінація іонів з електронами, що надходять із зовнішнього кола. Ці електрони і здійснюють роботу в навантаженні  $R$ . В каналі між областями генерації та рекомбінації виникає сильне осьове електричне поле. При переміщенні іонів проти гальмівного електричного поля кінетична енергія газового потоку перетворюється на електричну.



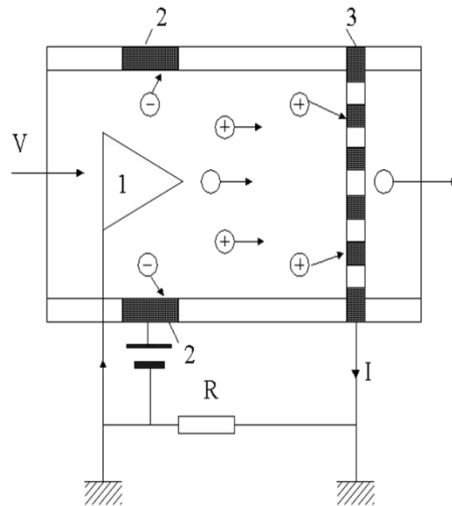


Рисунок 3.27 – Термоємійна установка із плазмовим нагріванням

### 3.7 МГД–перетворювачі (генератори) енергії

Магнітогідродинамічна енергетика – наука та галузь, частина молекулярної гідроенергетики, яка вивчає магнітогідродинамічні явища в рідинних дисперсних системах та використовує енергетичні перетворення кінетика – електрика під впливом магнітного поля з метою вироблення, накопичення, транспортування та розподілу електричної енергії. МГД–генератор (магнітогідродинамічний генератор) безпосередньо перетворює теплову енергію (кінетичну енергію заряджених частинок) в електричну енергію що дозволяє підвищити ефективність використання паливних ресурсів.

В МГД генераторі газ, що рухається, сам є провідником. В результаті внутрішня енергія електропровідного газу перетворюється на електричну енергію. Рух провідників уперек магнітного поля призводить до виникнення ЕРС та струму відповідно до закону індукції Фарадея.

Вперше ідею використання рідкого провідника було висунуто Фарадеєм, що в 1831 здійснив невдалу спробу застосування її на практиці.

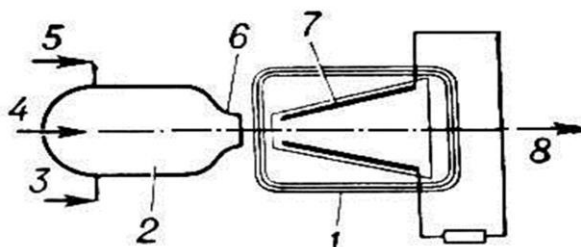
Перший працюючий МГД–генератор був побудований тільки в 1950–х роках завдяки розвитку теорії магнітної гідродинаміки і фізики плазми, дослідженням у галузі фізики високих температур і створенню на той час жароміцних матеріалів, які тоді використовувалися перш за

все в ракетній техніці. Джерелом плазми з температурою 3000 °С в першому МГД-генераторі, побудованому в США в 1959 році, служив плазмотрон, який працював на аргоні з присадкою лужного металу для підвищення ступеня іонізації газу. Потужність генератора становила 115 кВт.

### 3.7.1 Принцип дії МГД генератора

МГД генератор є електроенергетичним пристроєм в якому відбувається перетворення кінетичної енергії електропровідного середовища в електричну енергію. МГД пристрій може працювати і в зворотному напрямку (перетворювати електричну енергію в кінетичну або теплову енергію (назва такого пристрою МГД-прискорювач. В більшості випадків увага науковців була направлена на дослідження рідкометалевих МГД-насосів, МГД-дроселів та МГД-генераторів. Деякі з таких пристроїв вже випускаються промислово.

Принцип дії МГД-генератора (рис. 3.28) заснований на законі електромагнітної індукції М. Фарадея. Рух електропровідного носія (наприклад води, іонізованого газу, електролітів та рідких металів) в магнітному полі вздовж каналу викликає виникнення ЕРС. Між електродами виникне різниця потенціалів. В більшості випадків використовується плазма (іонізований газ).



**Рисунок 3.28 – Найпростіша схема установки з МГД-генератором:**

**1 – обмотка електромагніту; 2 – камера згоряння; 3 – присадка;  
4 – повітря; 5 – паливо; 6 – сопло; 7 – електроди з послідовно включеним навантаженням; 8 – вихід продуктів згоряння**

Для отримання високого показника ККД (до 60...75%) та достатніх потужностей необхідно забезпечити:

- мінімальні теплові втрати;
- мінімальне тертя плазми о стінки пристрою;

- велику швидкість руху потоку (може мати як дозвукову швидкість так і надзвукову).

МГД перетворювачі об'єднують в собі конструкції як генератора електричної енергії так і турбіни.

Температура газу на вході в МГД генератор, що працює на продуктах згоряння органічних палив, може досягати 2500...2600 °С проти максимум 650 °С в парових і 1100 °С в газових турбінах. Таким чином, верхня температура робочого тіла в генераторі МГД відповідає температурі гарячого джерела тепла, завдяки цьому різко знижуються втрати, зумовлені незворотністю процесу передачі тепла від гарячого джерела до робочого тіла, і значно зростає також термічний ККД теплосилової установки. Теоретично ККД може досягати 75%.

У поєднанні з паросиловими установками МГД–генератор дозволяє отримати великі потужності в одному агрегаті, до 500...1000 МВт.

#### **Переваги МГД-генераторів:**

- відсутність у ньому рухомих вузлів або деталей, що безпосередньо беруть участь у перетворенні теплової енергії в електричну – веде до зростання ККД. Відсутність обертових частин що значно зменшує вібрації і шум та збільшує ресурс роботи (час до перших поломок). Звичайні турбіни великої потужності менш надійні, ніж МГД–перетворювачі;
- можливість запуску МГД-генератора декілька мілісекунд.
- постійна напруга та струм.
- висока початкова температура циклу;
- велика потужність.

#### **Недоліки МГД–генераторів:**

- генерується постійний струм (для отримання промислового змінного синусоїдального струму – необхідність застосування інверторів з великою потужністю);
- значні температури при роботі потребують надміцних та тривалих до температури матеріалів;
- необхідність в створенні сильних магнітних полів;
- пошук надпровідників з високими величинами напруженості магнітного поля. Коли надсильне зовнішнє магнітне поле то провідність більшості надпровідників зникає.

#### **Класифікація МГД–генераторів:**

##### *За джерелом тепла:*

- реактивні двигуни;
- ядерні реактори;
- теплообмінні пристрої;

##### *За робочим тілом:*

- продукти згоряння викопних палив;
- інертні гази з присадками лужних металів (або їх солей);
- пари лужних металів;
- двофазні суміші парів та рідких лужних металів;
- рідкі метали та електроліти.

*За типом робочого циклу:*

- МГД–генератори із відкритим циклом. У цьому випадку продукти згоряння є робочим тілом, а використані гази після видалення з них присадки лужних металів викидаються в атмосферу.
- МГД–генератори із замкнутим циклом. Тут теплова енергія, отримана при спалюванні палива, передається в теплообміннику робочого тіла, яке потім, пройшовши МГД–генератор, повертається через компресор, замикаючи цикл.

*За формою каналу:*

- лінійні – для кондукційних та індукційних генераторів;
- дискові та коаксіальні холлівські – у кондукційних;
- радіальні – в індукційних генераторах;

*За системами з'єднань електродів:*

- фарадіївський генератор;
- холівський генератор;
- серієсний генератор.

Потужність МГД генератора пропорційна провідності робочого тіла, квадрату його швидкості та квадрату напруженості магнітного поля. Для газоподібного робочого тіла в діапазоні температур 2000...3000 К провідність пропорційна температурі в 11...13-му ступені і обернено пропорційна кореню квадратного з тиску. Швидкості потоку в генераторі МГД можуть змінюватися в широкому діапазоні – від дозвукових до надзвукових. Індукція магнітного поля визначається конструкцією магнітів і обмежується значеннями близько 2 Тл для магнітів зі сталлю та до 6...8 Тл для надпровідних магнітних систем.

Найбільшого поширення з 1970-х років отримали лінійні МГД–генератори на продуктах згоряння викопних палив з присадками лужних металів, що працюють за відкритим циклом

### **3.7.2 Застосування МГД–генераторів**

В теоретичній перспективі використання таких пристроїв – це створення комплексів електростанцій з МГД–перетворювачами:

- теплові електростанції із МГД–генератором (на продуктах згоряння палива (відкритий цикл)) такі установки найбільш прості та мають найбільшу перспективу промислового застосування;

– атомні електростанції з МГД–генератором на інертному газі, що нагрівається в ядерному реакторі (закритий цикл) (перспективність цього напрямку залежить від розвитку ядерних реакторів із температурою робочого тіла понад 2200 С);

– цикли з МГД–генератором на рідкому металі, які є перспективними для атомної енергетики та для спеціальних енергетичних установок порівняно невеликої потужності.

– термоядерні електростанції (безнейтронний цикл) з МГД–генератором. Паливо – високо температурна плазма

Енергетичні установки з МГД–генератором можуть застосовуватися як резервні або аварійні джерела енергії в енергосистемах, для бортових систем живлення космічної техніки, як джерела живлення різних пристроїв, що вимагають великих потужностей на короткі проміжки часу (наприклад, для живлення аеродинамічних труб підігрівачів і т.п.).

Незважаючи на привабливі перспективи та бурхливий розвиток досліджень у галузі МГД–генераторів у 1970-ті, пристрої на їх основі так і не знайшли широкого промислового застосування до теперішнього часу. Основні причини цього:

1. Не розроблені ядерні реактори на інертному газі, що нагрівається понад 2000 К.

2. ТЕС з МГД–генератором на продуктах згоряння палива (відкритий цикл) успішно конкурують, але поки що їх витіснили газові турбіни.

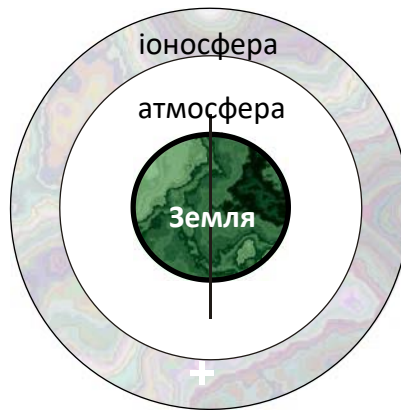
3. Проблеми електродів при великих струмах, потужностях та тривалому використанні.

## **3.8 Енергія електростатичного поля Землі**

### **3.8.1 Характеристики електричного поля Землі**

Планета Земля в електричному відношенні є подібністю сферичного конденсатора, зарядженого приблизно до 300 000 В. Поверхня Землі заряджена негативно, а іоносфера – позитивно. Ізолятором є атмосфера Землі (рис. 3.29).

Однак атмосфера не є ідеальним ізолятором – через неї постійно проходять іонні та конвективні струми витоку, що досягають багатьох тисяч ампер.



**Рисунок 3.29 – Планетний конденсатор**

Існування струмів витоків в атмосфері Землі пов'язано в основному з процесами іонізації повітря і просторовим поділом позитивних і негативних електричних зарядів, що виникають при іонізації.

Іонізація повітря відбувається:

- під впливом космічних променів ультрафіолетового випромінювання Сонця;
- випромінювання радіоактивних речовин, що є на поверхні Землі та в повітрі;
- електричних розрядів у атмосфері тощо.

Багато атмосферних процесів: конвекція, утворення хмар, опади та інші – призводять до часткового поділу різноіменних зарядів та виникнення атмосферних електричних полів. Витік зарядів в атмосфері також пов'язана з блискавками та набряком зарядів з гострих предметів (вістряків). Баланс електричних зарядів, які приносять на земну поверхню площею  $1 \text{ км}^2$  на рік, можна характеризувати такими даними:

струм провідності	+60 кул/( $\text{км}^2 \cdot \text{год}$ );
струми опадів	+20 кул/( $\text{км}^2 \cdot \text{рік}$ );
розряди блискавок	-20 кул/( $\text{км}^2 \cdot \text{рік}$ );
струми з вістрі	-100 кул/ ( $\text{км}^2 \cdot \text{рік}$ ).
<b>Усього:</b>	<b>-40 кул / (<math>\text{км}^2 \cdot \text{рік}</math>).</b>

Але, незважаючи на наявні струми витоків, різниця потенціалів між обкладинками конденсатора не зменшується. Це пов'язано з тим, що у сонячній системі існує джерело енергії, яке постійно заповнює витік зарядів з обкладинок конденсатора. Таким джерелом є магнітне поле Землі, що обертається разом із планетою в потоці сонячного випромінювання.

Напруженість електричного поля Землі розподіляється дуже нерівномірно за висотою: вона максимальна біля Землі і становить приблизно 150 В/м. З висотою вона зменшується приблизно за законом експоненти і на висоті 10 км становить близько 3% значення поверхні Землі.

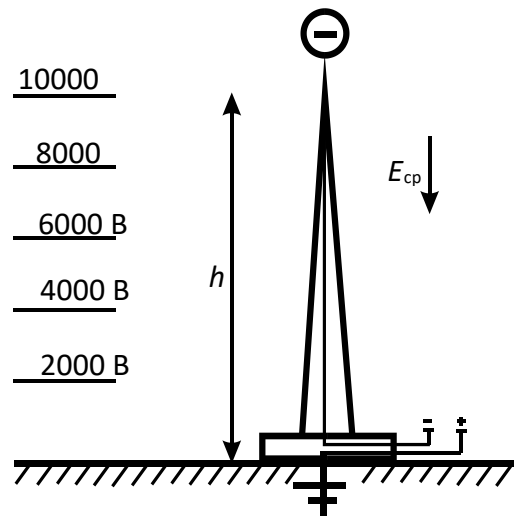
Таким чином, майже все електричне поле зосереджено в нижньому шарі атмосфери біля поверхні Землі. Вектор напруженості електричного поля Землі  $E$  спрямований в загальному випадку вниз. Електричне поле Землі, як і будь-яке електричне поле, діє на заряди з певною силою, яка називається кулонівською силою  $F_{\text{кул}}$ . Якщо помножити величину заряду на напруженість електричного поля в цій точці, то отримаємо якраз величину кулонівської сили. Ця кулонівська сила штовхає позитивні заряди вниз, до землі, а негативні – вгору, у хмари.

### 3.8.2 Технологія використання електричного поля Землі

Для того, щоб скористатися енергією електростатичного поля Землі, потрібно підключити споживач енергії до негативного полюса – Землі та до позитивного полюса – іоносфери. До Землі можна підключитися за допомогою звичайного металевого провідника (заземлення), а до іоносфери – за допомогою специфічного провідника – конвективного струму.

**Конвективні струми** – це електричні струми, зумовлені впорядкованим перенесенням заряджених частинок. У природі вони трапляються часто. Це звичайні конвективні висхідні струмені, які несуть негативні заряди до хмар; смерчі (торнадо), що тягнуть до землі сильно заряджену позитивними зарядами хмарну масу; висхідні потоки повітря у внутрішньотропічній зоні конвергенції, які забирають величезну кількість негативних зарядів у верхні шари тропосфери. І такі струми досягають дуже значних значень.

Якщо встановити на поверхні Землі металеву щоглу і заземлити її (рис. 3.30), то зовнішнє електричне поле почне рухати негативні заряди (електрони провідності) догори, до верхівки щогли, створюючи там надлишок негативних зарядів. А надлишок негативних зарядів на верхівці щогли створить своє електричне поле, спрямоване назустріч зовнішньому полю. Настає момент, коли ці поля зрівнюються за величиною, і рух електронів припиняється. Це означає, що у провіднику, з якого зроблена щогла, електричне поле дорівнює нулю.



**Рисунок 3.3 – Різниця електричних потенціалів між поверхнею Землі та верхівкою щогли**

Визначимо зразкову різницю потенціалів між Землею та верхівкою щогли, наведену зовнішнім електричним полем. Приміром, висота щогли  $h = 100$  м, середня напруженість по висоті щогли  $E_{cp} = 100$  В/м. Тоді різниця потенціалів (ЕРС) між Землею та верхівкою щогли чисельно складатиме:

$$U = h E_{cp} = 100 \text{ м} \cdot 100 \text{ В/м} = 10\,000 \text{ В.}$$

Це реальна різниця потенціалів, яку можна виміряти. Різниця потенціалів спрямована протилежно до вектора напруженості електричного поля Землі і прагне виштовхнути електрони провідності з верхівки щогли вгору, в атмосферу. Але цього немає, оскільки в електронів недостатньо енергії у тому, щоб залишити провідник, з якого зроблена щогла. Ця енергія називається роботою виходу електрона з провідника і більшість металів вона становить менше 5 електронвольт – величина дуже незначна. Але електрон у металі не може придбати таку енергію між зіткненнями з кристалічними ґратами металу і тому залишається на поверхні провідника.

Допомогти надлишковим зарядам на верхівці щогли залишити цей провідник можна за допомогою спеціального пристрою – *емітера*. В цьому випадку негативний заряд на верхівці щогли зменшиться, зовнішнє електричне поле всередині щогли вже не буде компенсовано і почне знову рухати електрони провідності вгору до верхнього кінця щогли – по щоглі потече струм. Тепер якщо підключити споживача енергії між щоглою та заземленням, то отримаємо електростанцію (рис. 3.33). Під дією електричного поля Землі електрони провідності із землі



рухаються по щоглі через навантаження і далі вгору по щоглі до емітера, який звільняє їх з поверхні металу верхівки щогли і відправляє у вигляді іонів у вільне плавання по атмосфері. Електричне поле Землі в повній відповідності до закону Кулона піднімає їх вгору доти, доки вони на своєму шляху не будуть нейтралізовані позитивними іонами, які завжди опускаються вниз з іоносфери під дією того ж поля.

Найпростішим емітером може бути плоский диск з листового металу, що має вертикальну вісь, з безліччю голок, розташованих по його колу. При обертанні диска вологе повітря, що набігає, зриває електрони з його голок і таким чином звільняє їх з металу. Цей ефект широко відомий. Коли вертоліт при монтажі високих будов несе на довгій металевій стропі металеву конструкцію, лопаті гвинтів вертольота, що обертуються у вологому повітрі, стають емітером. Це призводить до зарядки металевої конструкції, і робітники, які займаються монтажем, знають, що торкатися її голими руками не можна – «вдарить струмом».

Можливі й інші конструкції емітерів, ефективніші, засновані на різних принципах та фізичних ефектах. Найбільш перспективними видаються такі конструкції емітерів.

**Паровий емітер.** Молекула води має добре виражену полярність і легко захопити вільний електрон. Якщо обдувати парою заряджену негативно металеву пластину, то пара захоплюватиме з поверхні пластини вільні електрони і нестиме їх із собою.

Для підвищення енергетичної ефективності можна продувати не пар, а тепле вологе повітря, регулюючи його вологість у межах.

**Капілярний емітер.** Даний пристрій являє собою встановлену на вершині щогли металеву посудину з водою, з'єднану з металом щогли надійним контактом. У середині судини встановлено одну або кілька скляних капілярних трубок. Так як рівень води в трубці вище, ніж у посудині, це створює електростатичний ефект вістря – у верхній частині капілярної трубки утворюється максимальна концентрація зарядів і максимальна напруженість електричного поля.

Під дією електричного поля вода в капілярній трубці підніметься і буде розпорошуватися на дрібні крапельки, забираючи негативний заряд. При певній невеликій силі струму вода в капілярній трубці закипить, і вже пара виноситиме заряди. А це має збільшити струм емітера.

**Іскровий емітер.** При пробі іскрового проміжку разом з іскрою з металу вискакує хмару електронів провідності.

Іскровий емітер є генератором високовольтних імпульсів. Негативні імпульси надходять на щоглу, позитивні – на електрод, що утворює іскровий проміжок з верхівкою щогли. Виходить щось подібне до звичайної побутової газової запальнички китайського виробництва з живленням від однієї пальчикової батарейки.

Головна перевага такого пристрою – можливість регулювати струм емітера за допомогою частоти розрядів, величини іскрового проміжку та ін.

Але є один недолік – іскрові розряди створюють радіоперешкоди. Тому верхівку щогли з іскровими проміжками потрібно екранувати циліндричною сіткою ізольованою від щогли.

**Надпровідниковий емітер.** Щоб створити емітер за принципом прямої емісії електронів, необхідний матеріал з дуже низькою роботою виходу електрона, наприклад паста з оксиду барію – 0,99 еВ. В ідеалі це має бути кімнатно-температурний надпровідник, який поки що не існує в природі. Але, мабуть, скоро з'явиться.

Достатньо помістити на верхівку щогли кімнатно-температурний надпровідник – і готовий емітер. Проходячи надпровідником, електрон не зустрічає опору і дуже швидко набуває енергію, необхідну для виходу з металу (близько 5 еВ).

За законами електростатики напруженість електричного поля Землі найбільш висока на височинах – на вершинах пагорбів, сопок, гір тощо. У низинах, западинах і заглибленнях вона мінімальна. Тому такі електростанції краще будувати на найвищих місцях і подалі від високих будов або встановлювати їх на дахах найвищих будов. Для підвищення ефективності електростанції можна підняти провідник за допомогою аеростату. Така установка є незамінною у віддалених поселеннях, на метеостанціях та інших віддалених від цивілізації місцях.

До **переваг** електростанції на основі електричного поля Землі можна віднести наступне:

- установка проста у виготовленні та експлуатації;
- джерело виробляє найзручніший вид енергії електроенергію;
- джерело екологічно чисте: жодних викидів, жодного шуму тощо.

Однак у цієї технології є й **недоліки**.

- установка виробляє постійний струм.
- електричне поле Землі схильне до коливань: взимку воно сильніше, ніж влітку, протягом дня воно досягає максимуму – о 19

годині за Грінвічем, також залежить від стану погоди. Але ці коливання не перевищують 20% його середнього значення. У деяких випадках за певних погодних умов напруженість цього поля може збільшитися в кілька разів. Наприклад, під час грози електричне поле змінюється у великих межах і може змінити напрямок на протилежний, але це відбувається на невеликій площі безпосередньо під грози.

### Контрольні питання

1. На які типи поділяють вторинні енергоресурси (ВЕР)?
2. Які існують ВЕР в чорній металургії?
3. Що таке низькотемпературна електроенергетика?
4. Які існують ВЕР в паливно-енергетичному комплексі?
5. Які застосовують показники для оцінки ВЕР?
6. Дайте характеристику нетрадиційним технологіям на основі біомаси?
7. Дайте характеристику енергетичному потенціалу газонасичених вод?
8. Дайте характеристику енергетичному потенціалу породним гірничим відвалам?
9. Поясніть ефект Зеебека?
10. Чим обмежується ККД термоелектричних елементів?
11. Які існують термоелектричні генератори?
12. Які існують термоемісійні перетворювачі?
13. Поясніть принцип дії МГД перетворювачів.
14. Які існують технологічні використання електричного поля Землі?

## РОЗДІЛ 4

### ВОДНЕВА ЕНЕРГЕТИКА

В 2021 році уряди та компанії робили численні заяви щодо намірів по розширенню водневої галузі. Тема водневої енергетики набула популярності. Деякі люди продовжують вірити, що незабаром водень стане звичною частиною нашого життя і дозволить усім нашим підприємствам, які використовують вуглець, стати кліматично нейтральними. Для розуміння такої значної популяризації водню, слід зазначити декілька фактів про цю речовину:

- незважаючи на те, що водень майже повністю не існує в природі в чистому вигляді, він є найпоширенішим елементом у Всесвіті. Його містять вода, вуглеводні та інші органічні речовини. Тому основною перешкодою для використання водню як енергоносія є його відділення від цих молекул;

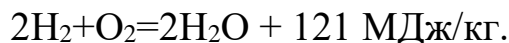
- сьогодні більшість водню виробляється з природного газу на підприємствах, де це практично з економічної точки зору. Процес електролізу також можна використовувати для отримання водню з води, але він споживає багато електроенергії та води;

- водень розглядають як енергоносіє, який можна транспортувати та накопичувати, а не як основне джерело енергії.

Технології водневої енергетики можна використовувати для виробництва, переміщення, зберігання та використання вторинного носія енергії водню. Здатність виробляти електроенергію екологічно чистим способом і зберігати її протягом тривалого часу без втрат, у тому числі у великих масштабах, визначає використання водню як вторинного джерела енергії. Після перших нафтових і паливних криз, на початку 1970-х років ХХ століття, розроблялося питання про використання водню як перспективного, універсального, екологічно безпечного переносника і накопичувача енергії в різних галузях народного господарства, тож стало очевидним, що нові екологічно безпечні енергетичні технології, засновані на невикористанні атомної енергії, вугілля, а навпаки, універсальних екологічно чистих енергоносіїв, необхідні для заміни невідновлюваних джерел енергії, оскільки вони виснажуються і дорожчають.

## 4.1 Водень як джерело енергії

$H_2$  (водень) як джерело енергії відомий дуже давно він найрозповсюдженіший елемент у всесвіті. Найбільш відома хімічна реакція горіння водню з виділенням води та енергії :



При цьому  $H_2$  має значно вищу енергоємність, ніж бензин, природний газ, вугілля чи нафта. В порівнянні з питомою теплотою при згорянні бензину, яка дорівнює – 42...44 МДж/кг, питома теплота при згорянні водню в 2,8 разів вища.

На відміну від традиційних енергоресурсів, продуктом згорання яких є шкідливі викиди, продуктом згорання водню є лише вода. Тобто водень – це унікальне джерело енергії, яке не має викидів навіть  $CO_2$ . Використання при виробництві водню «зеленої енергії» приведе до так званої кліматичної нейтральності (викиди не можуть бути більшими, ніж обсяги поглинання природою чи фільтраційними технологіями.

Водень можливо використовувати для виробництва електроенергії, переробки нафти, виплавляння сталі та заліза, для опалення будинків, отримання аміаку, метанолу тощо, як пального для транспорту на водні.

Водень  $H_2$  найбільш поширений елемент у Всесвіті – 92%, тоді як гелій – 4,9%, а всі інші елементи – 0,1 %. Раніше основними причинами неможливості використання водню були:

- мала щільність (для зберігання водню необхідна велика ємність);
- низька температура (біля  $-253^\circ\text{C}$ ) зрідження водню;
- можливість вибуху при горінні;
- відсутність у природі покладів водню;

Перелік основних характеристик водню виглядає так:

- безбарвний газ;
- не має запаху;
- малорозчинний у воді;
- найбільш легкий серед усіх газів, має високий діапазон займистості;

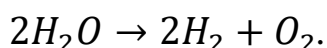
– має високу щільність енергії за вагою, але низьку щільність за об'ємом у порівнянні з дизельним паливом чи метаном, тож для його зберігання розробляються спеціальні методи та технології.

–

## 4.2 Методи виробництва водню

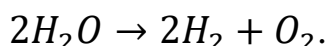
Вплив водню на клімат повністю залежить від того, як він виробляється. Тому у промисловості водень має ряд «кольорових» позначень. Кліматична спільнота зазначає, що лише зелений водень сумісний з кліматично нейтральним майбутнім.

**Зелений водень** – спосіб видобування-розкладання води на водень та кисень. Хімічна формула виробництва:



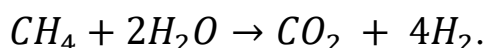
Вартість: \$9...10 за кг. При виробництві використовується надлишкова електроенергія від вітрових, сонячних та гідроелектростанцій.

**Жовтий водень** – спосіб видобування-розкладання води на водень та кисень. Хімічна формула виробництва:



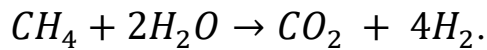
Вартість: \$9...10 за кг. При виробництві використовується електроенергія від атомних електростанцій.

**Бірюзовий водень** – спосіб видобування-розкладання природного газу на водень та твердий вуглець. Хімічна формула виробництва:



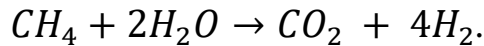
Вартість: до \$5 за кг. Основний спосіб одержання бірюзового водню – реакція природного газу з водою. Використовується метод піролізу.

**Сірий водень** – спосіб видобування-розкладання природного газу на водень та газоподібний вуглець. Хімічна формула виробництва:



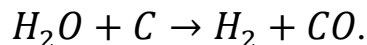
Вартість: \$2...3 за кг. Виготовляється методом парової конверсії метану.

**Блакитний водень** – Спосіб видобування-розкладання природного газу на водень та газоподібний вуглець. Хімічна формула виробництва:



Вартість: до \$9 за кг. Як і сірий водень, виготовляється методом парової конверсії метану. Але у процесі виробництва блакитного водню використовуються технології уловлювання та зберігання вуглекислого газу.

**Бурий водень** – спосіб видобування-виділення водню з вугілля. Хімічна формула виробництва:



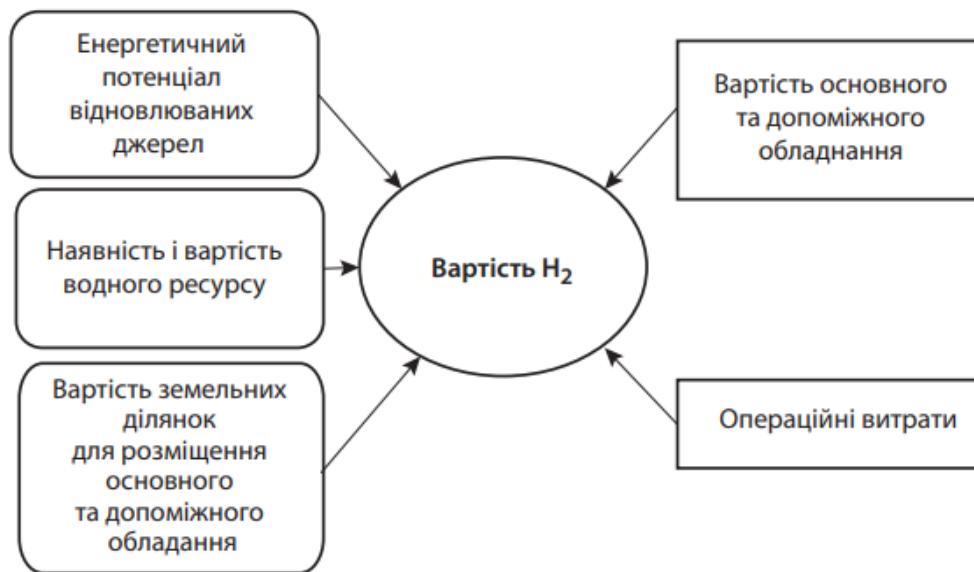
Вартість: до \$2...3 за кг. Такий спосіб, поряд із паровою конверсією метану, вважається найдешевшим методом виробництва водню. Але й екологічно найбрудніший.

Найбільш перспективною є техніка, заснована на гідролізі води та водневих системах, приклад наведено вище. Адже їх застосування не тільки екологічно є більш безпечним, але і перспективно більш економічно вигідним як для продавця так і для покупця електроенергії. Також пропонується звернути увагу на фактори які сприяють формуванню ціни, так званого «зеленого» водню, а якраз про нього мова і йде.

На вартість виробництва «зеленого» водню впливають різні фактори, серед яких можна відокремити наступні (рис. 4.1).

### 4.3 Використання водню

Завдяки малій щільності раніше водень використовували для наповнення дирижаблів. Але вибухи водню та пожеги дирижаблів змусили відмовитися від такого використання водню.



**Рисунок 4.1 – Вплив факторів на вартість «зеленого» водню [7]**

Сучасне виробництво водню складає біля 50 млн. тон/рік, з них 70% у хімічній промисловості, 25% – у нафтопереробці та 5% – в енергетиці. З 5% енергетичного водню 3...3,5% використовується для охолодження електричних генераторів (водень має теплопровідність майже в сім разів більшу ніж повітря). Лише 1...1,5 % призначена для одержання електричної енергії.

Лише в останні роки почали використовувати водень для перетворення одного виду енергії в інші, для накопичення енергії та використання його, як чистого джерела енергії.

Зараз змінилося ставлення до водню, як до альтернативного та чистого джерела теплової та електричної енергії. Багато науковців в Україні та за кордоном займаються питанням можливості використання водню для промислових та електротехнологій. Велика кількість науково-технічних та фінансових засобів направлені на розробки у цій сфері.

З хімії, всім відомі три основні агрегатні стани, а саме: твердий, рідкий та газоподібний. При взаємодії цих станів з будь-якими збудниками, як з навколишнього середовища, так і в лабораторних умовах, в кожного з трьох проявляються різні властивості, які наведені в таблиці 4.1 нижче.



**Таблиця 4.1 – Властивості речовин у різних агрегатних станах**

Агрегатний стан	Властивості		
	Стиснення	Форма	Об'єм
Газоподібний	Стискається	Не зберігається	Займається весь наданий об'єм
Рідкий	Практично неможливо	Зберігається	Не зберігається
Твердий	Практично неможливо	Зберігається	Зберігається

З огляду на представлену інформацію стає зрозумілим, що у разі потреби можна доволі зручно отримати водень на борт транспортного засобу, його також можна зберігати в хімічних сполуках з високим вмістом водню або в чистому вигляді. Стиснення газу або процедура стиснення й охолодження в поєднанні та зрідженням водню може відбуватися двома методами зміни властивостей або загального стану водню. Оскільки водень має низьку критичну температуру, його необхідно охолодити нижче 20 К, щоб зберігати його в рідкому стані в контейнерах без тиску.

Абсорбція газоподібного водню відповідним адсорбентом, таким як активоване вугілля, призводить до утворення сполук з високою концентрацією водню. Прикладами таких сполук є молекули з міцним водневим зв'язком, які потребують використання складних хімічних процедур для вилучення водню, на кшталт метанол, етанол, аміак, а також воду, яку можна розглядати як «носії» водню.

Також можна використати водень у комбінації з металами, адже при отриманні гібридних металів і зв'язків типу «водень» = «метал», можна використовувати властивості зворотнього абсорбування та десорбування водню при змінах температур [2, 18].

Звичайно, що на фундаментальні техніко-економічні аспекти, як окремих установок, так і системи зберігання істотно впливають характеристики первинних джерел енергії та графіки споживання. Порівняно з іншими технологіями зберігання енергії, накопичення водню має відносно низьку ефективність (40...60%). Однак цей недолік компенсується перевагами водневих систем, які включають здатність зберігати енергію протягом тривалого періоду часу без будь-яких втрат, що неможливо з хімічними джерелами струму, високою щільністю

зберігання енергії та меншим капіталом витрат, ніж пневмоаккумуляторні електростанції та ГАЕС.

Водень часто зберігається в стисненому стані, промислово розроблені та виготовлені системи зберігання мають тиск понад 70 МПа. Через низький тиск водню, який виробляється, необхідно використовувати компресор, що збільшує енергію, необхідну для виробництва кінцевого продукту. В даний час поршневі компресори, які є неефективними, використовуються для стиснення водню більшу частину часу. Наприклад, ККД двигуна становить 92%, а адіабатичний ККД компресора – 55% для водневої станції з добовою продуктивністю 1000 кг. У результаті станція використовує майже 11,5% своєї водневої енергії для стиснення газу.

Водень є оптимальною сировиною для паливних елементів, в яких електричний струм генерується хімічною енергією споживаних компонентів. Воднево-кисневий паливний елемент (рис. 4.2) працює таким чином. Посудина заповнена електролітом. В елемент вбудовані каталітично активні електроди, один з яких є анодом, інший – катодом. Вони сполучені зовнішнім електричним колом. До одного електроду подається водень, до іншого – в еквівалентних кількостях кисень. На катоді молекули водню  $H_2$  завдяки дії каталізатора розпадаються на атоми, які переходять в іони  $H^+$ .

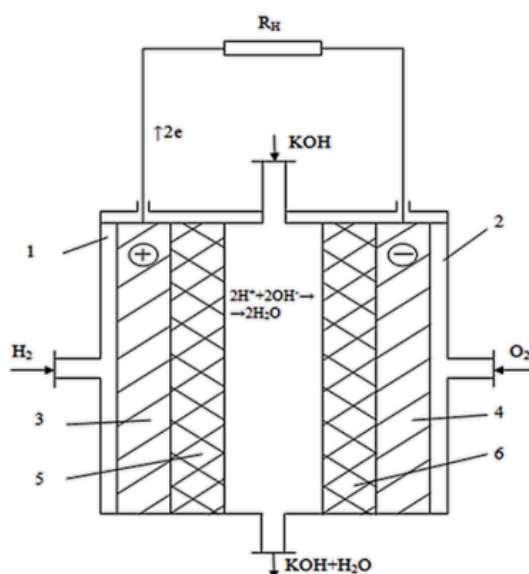
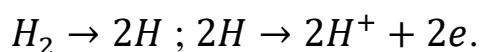
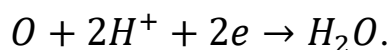


Рисунок 4.2 – Воднево-кисневий паливний елемент



Електрони, що звільнилися, через зовнішнє коло спрямовуються до анода, створюючи у колі електричний струм. Позитивні водневі іони надходять в іншу половину судини. На аноді електрони, що прийшли електричним колом, атоми кисню і позитивні іони водню утворюють нейтральні молекули води  $H_2O$ , що поступають в розчин. Включене в електричне коло навантаження споживає електроенергію, що виробляється паливним елементом.



За допомогою спалювання водню можна виробляти електроенергію, використовуючи газові турбіни або парові турбіни. В газовій турбіні стиснутий водень спалюється в камері згоряння, де відбувається виділення теплової енергії. Отримана тепла енергія надає руху турбіні, яка у свою чергу приводить в дію генератор електроенергії. Після проходження через турбіну, продукти згоряння (водяна пара та кисень) виводяться в атмосферу.

Парова турбіна працює аналогічним принципом, але тут стислий водень спочатку проганяють через котел, де він перетворюється на пару. Після цього пара подається в турбіну, де приводить її в рух. Також, як і у випадку з газовою турбіною, рух турбіни приводить у дію генератор електроенергії. Після проходження через турбіну пар виводиться в конденсатор, де він конденсується у воду, яка потім повертається в котел для повторного використання.

В електроенергетиці говорять про застосування водню для зберігання енергії та балансування системи. Зелений водень можна використовувати для балансування електричної мережі та у якості сезонного акумулятора енергії. У години високої генерації з відновлюваних джерел енергії (сонця, вітру), надлишкову електроенергію можна використовувати для виробництва водню. Цей зелений водень можна зберігати протягом тривалого часу і у години високого попиту (пікові години) забезпечити додаткове виробництво електроенергії.

#### 4.4 Розвиток водневої енергетики у світі та її місце в промисловості України

Водень – паливо майбутнього, яке може замінити традиційні викопні види палива не спричинив викидів  $CO_2$ .

Сьогодні в світі за даними МЕА (Міжнародного енергетичного агентства) на водневу енергетику припадають трохи більше 2,5% енергоспоживання.

Використання водню в світі, це вже не далека перспектива, а сучасні, реальні проекти в науково розвинених країнах світу. Розробка стратегій та будівництво низьковуглецевої промисловості та енергетики вже не за горами. Початок розвитку в цій галузі розпочато в цьому столітті.

США, Японія, Німеччина, Нідерланди, Австрія, Китай та багато інших країн розробили та винесли на обговорювання стратегії розвитку водневої енергетики в своїх країнах. Світові енергетичні гіганти Shell, Eni Equinor, Total, BP та інші внесли розробку водневої енергетики до першочергових цілей в своїх планах розвитку.

Видобуток та використання водню повинні стати пріоритетом і для України. Використання водневого палива дасть можливість Україні зменшити залежність від попутного, викопного палива, вступити в проекти по розробці водневої енергетики ЄС, зміцнити свій суверенітет та стати енергонезалежною від країни–агресорки.

Першою країною яка почала серйозно займатися воднем була Японія. В 2017 році в Японії на рівні законодавства були затверджені плани розвитку водневої енергетики. В цій країні водневим паливом користуються більш ніж 7500 автомобілів та 120 автобусів. В країні працює до 200 водневих заправок.

В США у законі про інфляцію оприлюднили водневу стратегію (в 2023 році США повинні інвестувати у водневі проекти більш ніж 66 млрд доларів).

У Німеччині працює парк поїздів на водневих паливних комірках (рис. 4.3).

У Нідерландах добудовують завод з виробництва водню, який є більшим у Європі. Понад 100 проектів виконано для судноплавства. Для суходолу до 2030 років оголошені проекти з загальною потужністю майже 3,5 – 4 ГВт. Китай збільшив свої потужності для електролізу до 220 МВт у 2022 році. В планах побудова установок загальною

потужністю більш 750 МВт. Країни ЄС схвалили «Водневу стратегію», започаткували Європейський водневий банк. Цей банк оголосив перші аукціони на проекти по водню на кінець 2023 та початок 2024 років.



**Рисунок 4.3 – Приміська воднева електричка Coradia iLint експлуатується в Німеччині з вересня 2018 року Фото: picture-alliance/dpa/M. Wittwer**

Згідно з доповіддю «Служби Статистики Європейського Союзу» від 2022 року (05.2022), Україна за своїм потенціалом здатна виробляти більш ніж 70 відсотків загальної електроенергії від відновлювальних джерел, проте станом на 2021 рік цей показник не перевищував навіть 10%. Навіть незважаючи на значний вплив, за останні 10 років, на впровадження нових потужностей альтернативної енергетики на території України – наша держава, на жаль, посідає одне із останніх місць з продукування потужності «зеленої енергетики». За 2022 рік розглядати інформацію можна лише для статистики, адже через війну, отримати реальні дані в цьому сегменті неможливо.

«Воднева стратегія» яка була презентована в ЄС у 2020 році ЄС, як план незалежності від російських газу та нафти, основним напрямом визначив виробництво «зеленого» водню. Україна визначена пріоритетним партнером виходячи з великого потенціалу відновлюваних джерел енергії. ЄС буде виробляти до 2030 року 10 млн тон «зеленого» водню з можливістю імпортувати його. ЄС планує створити коридори для імпорту водню. Проект ЄС Central European Hydrogen Corridor

об'єднає операторів газотранспортних мереж України, Німеччини, Чехії та Словаччини і забезпечить транспортування українського «зеленого» водню в першу чергу до німецьких, а потім і до інших споживачів. Провідні науковці та відповідальні чиновники уряду України розробили проект «Водневої стратегії України».

У лютому 2023 року підписано меморандум про партнерство України та ЄС у сфері використання відновлюваних газів – водню та біометану.

Виконання своїх зобов'язань та подальша співпраця з ЄС в рамках ініціативи «2x40 ГВт» надає змоги Україні на будівництво 10 ГВт електролізерів для випуску «зеленого» водню.

Переваги які має Україна для розбудови водневої промисловості:

- вигідне географічне розташування;
- розгалужена мережа транспортування газу;
- великі сховища для газу поруч з кордонами ЄС;
- наявність великих споживачів водню;
- великі потужності АЕС.

Наприклад, система сховищ для газу в Україні – третя у світі за об'ємами, що надає можливість зберігати водень для себе і для країн ЄС. Для розвитку водневої енергетики в Україні необхідно:

- ухвалити та прийняти до виконання «Водневу стратегію України»;
- розробити детальний план її реалізації;
- усунути нормативні бар'єри
- розробити стандарти виробництва та транспортування водню,
- запровадити проекти;
- залучити інвестиції у водневі проекти;
- підключати до проектів ЄС

## **Контрольні питання**

1. Дайте характеристику водню.
2. Які існують методи отримання водню з погляду впливу на екологію?
3. Які фактори впливають на вартість «зеленого» водню?
4. Як працює воднево-кисневий паливний елемент?
5. Наведіть приклади використання водню.

## РОЗДІЛ 5

### КОГЕНЕРАЦІЙНІ СИСТЕМИ

Терміни «теплофікація» і «когенерація» за своєю технічною суттю є тотожними, хоча в сенсі другий більш точний, відображаючи комбіновану (спільну) генерацію теплової та електричної енергії (в одному джерелі і одночасно). Назвою «теплофікація» акцент виносився на один із видів енергії і по суті був пов'язаний із широким застосуванням у містах та інших населених пунктах централізованого теплопостачання. Оскільки в більшості випадків джерелом теплової енергії були теплоелектроцентралі (ТЕЦ), то термін «теплофікація» застосовували і для позначення процесу комбінованого вироблення електричної та теплової енергії, тобто тієї технології, яка з останньої чверті ХХ століття у всіх промислово розвинених країнах визначалася як «когенерація» (СНР – combined heat power).

У всьому світі існує тенденція переходу до спільного вироблення тепла та електроенергії, тому що даний спосіб обґрунтовано вважається найбільш економічним. Досвід використання когенераційних енергетичних установок за кордоном показав їхню високу економічність та екологічну чистоту. На когенераційній енергоустановці з використанням одного енергоносія можна одночасно виробляти кілька видів продукції (електроенергію, тепло, пар, холод, механічну енергію та синтетичні продукти). За рахунок використання когенераційних енергоустановок збільшується ступінь використання енергії палива, знижуються рівні шкідливих викидів у навколишнє середовище, зменшується вартість виробленої продукції, а також вартість генеруючого обладнання та його обслуговування у перерахунку на кВт·год виробленої енергії.

При децентралізованому виробництві енергії на когенераційних установках зменшуються втрати, пов'язані з передачею енергії на великі відстані, досягається високий рівень гнучкості виробництва та споживання енергії, а також підвищується надійність забезпечення споживача необхідною електричною та тепловою енергією.

Зазвичай електрогенератори міні–ТЕЦ працюють паралельно з енергосистемою. Електроенергія, що виробляється на міні–ТЕЦ, як правило, споживається підприємством, при якому створена міні–ТЕЦ. Надлишки або вся електроенергія, що виробляється, можуть подаватися в мережу з її оплатою або застосуванням взаємозаліку у взаємовідносинах підприємства з енергосистемою.

Когенерація може широко використовуватися в комунальному господарстві, технологічних процесах тощо. Створення широкого потужного ряду автономних енергоджерел з комбінованим виробництвом електричної та теплової енергії забезпечить певний енергетичний резерв у централізованій системі, а також створення автономного децентралізованого тепло– та електропостачання.

Серед різноманітних когенераційних установок, як правило, найбільш ефективні рішення, в яких теплота, що утилізується, використовується в технологічних процесах промислових підприємств. При цьому вдається використати скидну теплоту майже цілодобово.

Інвестиції в когенерацію обіцяють цілу низку соціально–економічної вигоди для регіонів та держави. До такої вигоди відноситься створення робочих місць, розширення інфраструктури, отримання сучасних технологій і методів управління, підвищення ефективності використання енергії та можливість перерозподілу державних витрат. У цих умовах особливу привабливість для приватних інвесторів становлять проекти будівництва електростанцій малої та середньої потужності. Це обумовлюється рядом їх переваг:

- щодо невеликим обсягом інвестицій в окремі проекти;
- малими термінами будівництва електростанцій;
- меншими питомими капітальними вкладеннями, що пов'язано з наявністю великої кількості котелень, на яких є надлишкові виробничі площі, а також змонтовано загальностанційне обладнання (системи паливоподачі, водопостачання тощо);
- підвищенням надійності системи енергопостачання, що зумовлено як більш простою конструкцією самих турбін малої та середньої потужності порівняно з великим, так і меншим впливом на працездатність системи в цілому аварій на одній із електростанцій, що входять до її складу;



– меншим фінансовим ризиком при розміщенні інвестицій у малу енергетику у зв'язку з коротким терміном будівництва та можливістю прогнозувати попит на електроенергію та теплоту на коротко-строковий період, протягом якого ці проекти окупаються.

Для децентралізованого виробництва енергії використовуються нові високоефективні когенераційні системи на основі технологій високооборотних газових мікротурбін (з рекуперативним підгрівом повітря), поршневих двигунів Стірлінга та паливних елементів. Досвід експлуатації когенераційних систем на основі мікротурбін у діапазоні електричних потужностей від 28 до 200 кВт показав їх переваги, порівняно з традиційними дизель-генераторами, щодо шкідливих викидів NOx та CO у навколишнє середовище.

Характерною особливістю України є велика енерговитратність економіки, що надає екологічні навантаження на довкілля, не обумовлені обсягами продукції, що виробляється. Ця енерговитратність викликана низькою енергетичною ефективністю на етапах вироблення, перетворення, передачі та споживання енергії. Низька ефективність на трьох останніх етапах тягне за собою збільшення обсягів вироблення та, відповідно, зменшення екологічної безпеки. На етапі вироблення зниження навантаження на навколишнє середовище може досягатися безпосередньо зменшенням кількості викидів енергетичного обладнання, так і збільшенням ефективності енергогенеруючого обладнання, підвищенням коефіцієнта використання енергії палива.

Поряд із викидами в атмосферу таких токсичних речовин, як оксиди азоту та оксиди сірки, вже найближчими роками враховуватиметься і викид в атмосферу вуглекислоти CO<sub>2</sub>. Можливість отримання додаткових коштів від продажу квот на викид CO<sub>2</sub> ще більше збільшує привабливість використання природного газу, особливо для міських ТЕЦ, а також потребує більшої уваги до проблеми економії палива. При спалюванні газу вихід CO<sub>2</sub> складе 0,23...0,25 кг на 4,18 МДж.

На основі широкомасштабного впровадження технологій комбінованого вироблення електричної (механічної) та теплової енергії є можливим вирішення наступних проблем:

- забезпечення введення в експлуатацію сучасних електрогенеруючих потужностей високої ефективності;
- реабілітація діючих низькоекономічних ТЕЦ;

- підвищення надійності енергозабезпечення на рівні регіонів та окремих підприємств;
- підвищення енергоефективності промислових теплотехнологічних процесів;
- вироблення холоду у комбінованих установках (тригенерація).

## **5.1 Когенерація в секторі комбінованого виробництва електроенергії і тепла**

В Україні існує сектор електроенергетики, в якому використовується комбіноване виробництво електричної та теплової енергії. Враховуючи світовий досвід підвищення енергоефективності, а також потребу зменшення забруднення навколишнього середовища парниковими та шкідливими газами, необхідність розвитку ринкових відносин та конкуренції в електроенергетиці, доцільно поряд з ТЕЦ розвивати сучасні напрямки комбінованого виробництва електричної та теплової енергії, які базуються на використанні газотурбінних та газопоршневих приводів електрогенераторів (надалі такі технології визначені як когенераційні).

Відомі такі види електрогенеруючих пристроїв малої та середньої потужності:

- газотурбінні установки (ГТУ). У цих пристроях газ під тиском приблизно до 2,5 МПа і повітря, що стискається в компресорі, подаються в камеру згоряння, з якої продукти згоряння під тиском направляються в газову турбіну, що перетворює теплову енергію на механічну, далі електричну.

Після газової турбіни продукти згоряння з температурою понад 350 – 400 °С віддають свою енергію в котлах–утилізаторах. У загальному тепловому балансі ГТУ до  $\approx 35\%$  енергії палива, що спалюється, йде на отримання електричної енергії, а 40...50% – у корисно використовувану теплоту. Найбільш поширена поодинокі потужність газових турбін становить 6...50 МВт.

- паротурбінні установки (ПТУ). Парова протитискова турбіна працює в комплексі з паровими котлами, що використовуються в

опалювальних та виробничих котельнях. Пара з тиском 1,3 МПа розширюючись у турбіні до тиску, наприклад, 0,12 МПа віддає потім у теплообміннику свою енергію воді, нагріваючи її до необхідної температури (наприклад – до 150 °С). У даній енергетичній установці до 35 – 37 % енергії палива, що спалюється, йде на отримання електроенергії, а до 60% може бути використане у вигляді теплоти. Зазвичай поєднання потужність парових турбін становить 0,5; 1,5; 3,5 МВт. Тиск паливного газу перед паровими котлами – низький або середній.

– дизельні двигуни (ДД) та газопоршневі двигуни (ГПД). ДД і ГПД конструюються з урахуванням двигунів внутрішнього згорання. У ДД використовується дизельне паливо, у ГПД – природний газ. Тиск газу перед двигуном залежить від типу двигуна внутрішнього згорання. У таких установках до 43 – 45% енергії палива, що спалюється, йде на отримання електроенергії, понад 50% може бути використане у вигляді теплоти (підігрівати воду або генерувати пар низьких параметрів).

Кожен із зазначених типів приводів електрогенераторів має певні переваги та недоліки, які будуть розглянуті у відповідних розділах та які значною мірою визначають «нішу» для кожного з них.

Оптимальний вибір електрогенератора залежить від умов, у яких використовується. При цьому основними критеріями вибору є економічна доцільність, надійність, простота обслуговування поряд з урахуванням потреби об'єкта теплоти та електроенергії, а також добової та сезонної нерівномірності їх споживання.

Концепція розвитку когенераційних технологій базується на ідеї надбудови існуючих (діючих) у різних сферах економіки теплогенераторів або технологічних процесів електрогенеруючими агрегатами з газотурбінним або газопоршневим приводом, теплота відпрацьованих газів яких утилізується у згаданих (базових) теплогенераторах або утилізаторах котлів. Оскільки паливом для теплових двигунів є природний газ, впровадження когенераційних технологій необхідно здійснювати на тих об'єктах, де природний газ використовується на безальтернативній основі, наприклад, у комунальному теплопостачанні, транспорті природного газу, різноманітних теплотехнологічних процесах у промисловості (печі, сушарки тощо). У цих галузях економіки споживається

близько 70% обсягу газу, споживаного країною. Очікувані обсяги впровадження когенерації в Україні становлять орієнтовно 4...6 ГВт електрогенеруючих потужностей на тепложивленні.

### ***Переваги когенераційних технологій:***

1. Можливість створення сектора децентралізованої генерації електроенергії із залученням коштів вітчизняних та зарубіжних інвесторів (питомі капіталовкладення становлять 300–700 USD/кВтє).

2. Підвищення ефективності використання палива на 10 – 30% порівняно з роздільним виробництвом тієї самої кількості електричної та теплової енергії.

3. Зменшення питомих витрат палива при генеруванні електроенергії майже вдвічі порівняно з аналогічним показником діючих ТЕС.

4. Зменшення викидів парникових та шкідливих газів у навколишнє середовище.

5. Зменшення втрат електроенергії в електричних мережах, оскільки децентралізовані джерела електроенергії розміщуються поблизу її споживачів.

Реалізація програми розвитку когенераційних технологій у різних секторах економіки одночасно із впровадженням енергозберігаючих заходів, у тому числі – у теплових мережах, де втрати теплової енергії у ряді випадків перевищують 20 %, забезпечить експлуатацію когенераційних установок без залучення додаткового палива на виробництво електроенергії.

По суті, когенераційна технологія є модифікацією відомого принципу комбінованого виробництва теплової та електричної енергії, відповідно до якого електрогенеруюча установка надбудовується теплоутилізаційним контуром, завдяки чому підвищується ефективність використання палива під час виробництва електроенергії. Відмінність полягає в тому, що в підході, що розглядається, реалізації когенераційних технологій базовим продуктом є теплота, а можливим елементом технологічного процесу генерування енергії може з'явитися спалювання палива в потоці відпрацьованих газів двигуна, яке проводиться на ділянці утилізації (так зване допалювання) з метою забезпечення номінальної або необхідної теплової потужності когенераційної устано-

вки Цим забезпечується максимально можлива в теплоенергетиці ефективність використання палива 90 – 92%, а також зменшуються на 30 – 50% шкідливі викиди порівняно з працюючими котлами та тепловими двигунами тієї ж потужності за рахунок оптимальної організації процесу спалювання (двоступінчасте спалювання). Крім того, завдяки допалюванню забезпечується можливість реалізації схем з глибоким утилізуванню теплоти димових газів, включаючи теплоту пароутворення, витрачену при спалюванні природного газу, що дозволяє додатково економити до 12% палива, яке спалюється в когенераційній установці.

Когенераційні електрогенеруючі потужності створюються практично на місці споживання електричної та теплової енергії зацікавленими підприємствами, що дозволяє забезпечити їхню енергетичну незалежність та технологічну безпеку у разі відключення електропостачання. Ця обставина, а також можливість отримання прибутку є одним з найбільш привабливих моментів для конкретних споживачів когенераційних технологій.

Для держави загалом створення когенераційної складової енергетики означає:

1. Створення нових електрогенеруючих потужностей без залучення бюджетних коштів.
2. Реалізацію величезного ресурсозберігаючого потенціалу: при впровадженні кожних 1000 МВт когенераційних електрогенеруючих потужностей за умови виведення з експлуатації відповідних потужностей теплових електростанцій, що відпрацювали ресурс, економиться близько 1,5 млн т. умовного палива на рік.
3. Зменшення втрат енергії у мережах.
4. Поліпшення екологічної обстановки.
5. Вирішення деяких соціальних проблем – створення нових робочих місць, завантаження вітчизняних підприємств енергетичного машинобудування, розвиток науково-дослідних робіт в енергетиці, розвиток енергетичного машинобудування, приладобудування тощо.

## 5.2 Виробництво холоду

Нерідко когенераційні модулі на основі ГПД або ГТУ включають абсорбційні холодильні машини (АХМ) і генерують не тільки електроенергію та теплоту, а й холод, що ще більшою мірою дозволяє збільшити ефективність використання палива. Така технологія, звана також тригенерацією, особливо підходить для кондиціонування повітря або технологічних процесів, де потрібна холодильна потужність. Такі комбіновані енергосистеми застосовуються для енергопостачання лікарняних комплексів, підприємств, адміністративних будівель, готелів, спортивних споруд тощо.

Відомо, що при роботі когенераційних станцій теплота, що генерується, не завжди може бути повністю використана (наприклад, у літні місяці). Однак, саме в цей період зазвичай є потреба в холодильній або морозильній потужності.

Для цілей кондиціонування повітря в будинках очевидним рішенням є використання надлишкової теплової енергії, яка виробляється когенераційними модулями в літні місяці (електроспоживання будівлі зберігається практично постійним протягом року) в холодильній абсорбційній машині. Тип та характеристики тригенераційної установки повністю визначаються характером зміни та рівнем електричних, теплових та холодильних навантажень протягом року.

У термодинамічному плані холодильні навантаження є такими ж базовими навантаженнями для реалізації когенераційних технологій, як і теплові навантаження, а вдале поєднання цих навантажень є способом досягнення максимальної ефективності комбінованих циклів.

У плані практичної реалізації тригенераційні технології є більш складними та дорогими, ніж когенераційні, оскільки включається до схеми холодильна машина.

Для виробництва холоду застосовуються холодильні машини, що базуються на різних принципах перетворення енергії.

У компресійних холодильних машинах (КХМ) приводною енергією є електрична, в абсорбційних (АХМ) – тепла. Найбільш доцільним для інтегрування в когенераційні схеми є використання АХМ, оскільки в таких схемах використовується надлишкова тепла енергія, що міститься у вихлопних газах теплових двигунів.

Найбільшого поширення набули 2 типи АХМ, що відрізняються складом робочого тіла (бінарних розчинів, що складаються з двох компонентів: холодильного агента та поглинача – абсорбенту):

– водоаміачні АХМ, у яких як робоче тіло використовується водний розчин технічного аміаку ( $\text{NH}_3 - \text{H}_2\text{O}$ ), у ньому холодоагентом є аміак, а абсорбентом – вода;

– бромистолітієві АХМ (робоче тіло – водний розчин бромистого літію ( $\text{H}_2\text{O} - \text{LiBr}$ ), у яких холодоагентом є вода, а абсорбентом – бромистий літій).

Водоаміачні холодильні машини забезпечують більшу глибину охолодження теплоносія (до  $-60\text{ }^\circ\text{C}$ ) та холодопродуктивність (35...1000 кВт). Їх застосовують у хімічній промисловості, на великих м'ясокомбінатах та ін. підприємствах, які споживають значну кількість холоду. Водоаміачні машини періодичної дії середньої холодопродуктивності (до 12 кВт) застосовують у сільському господарстві для охолодження продуктів.

Бромистолітієві абсорбційні машини мають холодопродуктивність 450...3000 кВт, але забезпечують охолодження теплоносія не нижче  $+(5...7)\text{ }^\circ\text{C}$ . Тому вони знайшли застосування в основному в системах кондиціонування.

Порівняно з компресійними холодильними машинами АХМ мають менший холодильний коефіцієнт, більш громіздкі та металомісткі, більшу витрату охолоджувальної води для конденсатора та абсорбера. Однак їх перевагами є: велика надійність роботи через відсутність рухомих елементів, менші потреби у запасних частинах, незначна витрата електроенергії.

Під час виробництва холоду з температурою  $-35\text{ }^\circ\text{C}$  тепловий коефіцієнт АХМ становить 0,45, а холодильний коефіцієнт КХМ становить 2,0.

Вихлопні гази когенераційної установки є єдиним джерелом тепла для реалізації холодильного циклу в АХМ. Як джерело енергії може бути використаний будь-який вид тепла з температурою понад  $90\text{ }^\circ\text{C}$ . На хімічних заводах чи інших виробничих процесах часто виробляється тепло необхідних АХМ параметрів.

АХМ, що поставляються, мають холодопродуктивність від 100 кВт до декількох мегават. Малопотужні установки (холодопродуктивністю від 100 кВт до 1 МВт) поставляються в модулях блокового збирання, які потребують мінімальних монтажних робіт на місці. Вони поставляються із системою керування для роботи в автоматичному режимі. Більш потужні установки випускаються на замовлення та склад обладнання обмовляється замовником.

Значним ринком для систем із застосуванням когенераційних установок та АХМ є харчова промисловість. Холод є незамінним для обробки та зберігання харчових продуктів. Сільські райони дуже часто відчувають брак електропостачання, тому тригенераційна установка (що виробляє електрику і холод) є набагато вигіднішою, ніж когенераційна установка з компресорною холодильною машиною, що окремо працює.

Іншою основною цільовою групою є галузі промисловості, які потребують процесу охолодження, в регіонах з поганим електропостачанням або високою вартістю електроенергії. Встановлюючи тригенераційну систему, користувач стає незалежним від мережі, що означає велику безпеку та незалежність щодо перебоїв з електропостачанням або підвищенням цін на електроенергію.

Когенераційні установки, оснащені абсорбційним охолоджувачем вхідного повітря, найкраще підходять для місцевостей із жарким кліматом та для ГТУ, основне завдання яких полягає у виробництві електроенергії. При зниженні температури повітря на вході до ГТУ її ККД підвищується на 1 – 2 % при зниженні температури повітря, що входить до ГТУ, на 30 °С.

Залежно від розміру когенераційної установки та типу монтажу, АХМ краще встановлювати поблизу джерела скидної теплоти, щоб забезпечити вільне проходження вихлопних газів через АХМ. Якщо АХМ має бути встановлена на певній відстані від когенераційної установки, тоді десорбер АХМ можна встановити безпосередньо в газівідвідній трубі на вихлоп турбіни або двигуна. З'єднання між АХМ та десорбером здійснюється шляхом насосної циркуляції водоаміачного розчину. Таким чином можна подолати кілька сотень метрів між когенераційною установкою та АХМ.



### 5.3 Режими роботи когенераційних систем

У загальному випадку когенераційна установка не може працювати в узгодженому режимі зі споживачем і електричним й тепловим навантаженням одночасно. Проводиться узгодження щодо якогось виду виробленої енергії. Тому практично можуть бути реалізовані такі режими роботи:

- режим узгодження теплового навантаження: корисна теплова потужність когенераційної установки у будь-який момент часу дорівнює тепловому навантаженню. Якщо при цьому електрична потужність генерується вище, ніж електричне навантаження, надлишок потужності продається в електромережу, якщо вона менша за навантаження, то додаткова кількість електроенергії закуповується з електромережі;

- режим узгодження електричного навантаження: електрична потужність, що генерується, в будь-який момент часу дорівнює електричному навантаженню. Якщо кількість виробленої теплової енергії більша, ніж необхідне теплове навантаження, то теплота скидається в довкілля через охолоджувачі (градирні) або з вихлопними газами двигуна, якщо теплове навантаження більше теплоти, що виробляється, використовують допалювання палива в котлі–утилізаторі, або допоміжний (піковий) котел;

- змішаний режим роботи – у певні періоди часу застосовується режим узгодження теплової потужності, в інші періоди часу – режим узгодження електричної потужності. Вибір визначається такими факторами, як рівні навантажень, вартість палива, тариф на електроенергію у певні дні та години;

- автономний режим – повне забезпечення електричних та теплових навантажень у будь-які моменти часу за відсутності зв'язку з електромережею. Цей режим вимагає, щоб система мала резервні електричну та теплову потужності, щоб у разі виходу з ладу генеруючого обладнання з будь-якої причини, резервне обладнання мало б повністю забезпечити покриття електричних та теплових навантажень. Така когенераційна система є найдорожчою, принаймні з погляду початкових капіталовкладень.

В цілому, режим роботи з теплового узгодження призводить до найбільш повного використання енергії палива та забезпечує кращі економічні показники когенераційних систем у промисловості та об'єктах соціального сектора. У комунальному секторі режим роботи залежить від загального навантаження теплової мережі, стану енергоустановок та зобов'язань енергопостачальної організації перед своїми клієнтами щодо постачання електрики та теплоти. Однак застосування загальних правил не є раціональним підходом у когенераційних технологіях. Кожне застосування когенерації має конкретні особливості:

- типом когенераційної технології;
- потужністю;
- конфігурацією;
- спеціальними вимогами замовника.

Від конструкції системи залежать можливі режими її роботи та навпаки, технічні та економічні показники можуть змінюватись як протягом дня, так і у більш тривалому періоді її експлуатації. Однак, у всіх випадках збільшення теплового навантаження та підвищення її стабільності у часі сприяє створенню когенераційної установки з максимально можливими техніко-економічними показниками. Тому і на етапі підготовки технічного завдання, і на етапі проектування робляться спроби розширення кола споживачів теплової енергії за рахунок підключення сусідніх підприємств, організації теплоспоживаючих виробництв (сушарок, парникових господарств тощо), кондиціонування та виробництва холоду в холодильних та морозильних установках.

Останній напрямок отримав досить інтенсивний розвиток шляхом з'єднання когенераційних установок з абсорбційними холодильними установками (АХУ). Така сполука є органічною, тому що надлишки низько потенційної теплоти, яку часто необхідно скидати в навколишнє середовище, можуть бути корисно використані в холодильній абсорбційній машині, збільшуючи загальний коефіцієнт корисного використання енергії палива.

Передача тепла від вихлопних газів в АХУ є єдиним з'єднанням між двома системами. Залежно від потреб замовника та компонування вузлів системи, таке з'єднання можна отримати різними способами. В одному з них вихлопні гази когенераційної установки використовуються для виробництва в стандартному казані пари або гарячої води,

що подаються в генератор АХУ для випаровування хладагенту з розчину. Перевага цієї системи полягає в тому, що пара або гаряча вода паралельно з АХУ можуть бути використані також для інших цілей. У виробничих процесах зі змінним споживанням пари АХУ може служити буфером, що споживає надлишковий пар, що надходить від когенераційної установки. В результаті когенераційна установка може підтримувати постійну потужність навіть при коливанні витрати пари.

За іншою схемою, вихлопні гази двигуна використовуються безпосередньо в генераторі АХУ. У цьому випадку холодильна машина має бути розташована біля когенераційної установки. Її генератор (десорбер) представляє у цьому варіанті звичайний паровий котел і може бути сконструйований з урахуванням конкретних характеристик двигуна.

Перевага даної системи полягає в тому, що вона виключає потребу в додатковому казані, роблячи установку більш компактною та дешевою з погляду інвестицій та експлуатаційних витрат.

Як один із варіантів останньої схеми з'єднання когенераційної установки та АХУ десорбер може бути інтегрований у систему вихлопних газів когенераційної установки. Це дає можливість розташовувати когенераційну установку та АХУ на певній відстані один від одного. Таке рішення є кращим для установок середньої та великої потужності.

Незалежно від типу з'єднання, АХУ не надає зворотного впливу на когенераційну установку. АХУ не пред'являє особливих умов щодо безперервності подачі тепла, а також немає спеціальних вимог щодо режимів запуску, зупинки або роботи АХУ на часткових навантаженнях. Система керування АХУ може працювати незалежно від системи керування когенераційною установкою. Коли відсутня потреба у холоді, але при цьому когенераційна установка має працювати, потік вихлопних газів автоматично байпасується.

Виробничі процеси, у яких холод і пара споживаються у змінному режимі, можуть бути оптимізовані шляхом застосування АХУ у поєднанні з крижаним буфером. У випадках надлишку пари АХУ заряджає крижаний буфер (наприклад, вночі), а коли у виробництві необхідна пара, АХУ переходить на роботу з частковим або нульовим споживанням теплоти від когенераційних установок. Така система значною мірою стабілізує роботу когенераційної установки.

АХУ, що працюють на аміаку та воді, можуть виробляти холод при температурі до мінус 60 °С в одноступінчастій установці. Для спеціальних цілей можуть створюватися дво-, триступінчасті установки. Наприклад, якщо температура верхнього джерела тепла дуже низька, можуть бути створені установки з двома або більше десорберами, або якщо існує потреба в холоді з різними температурами, може бути створена установка з кількома абсорбційними модулями.

#### 5.4 Різновиди когенераційних технологій

Існують такі альтернативні підходи до використання енергії вихлопних газів теплових двигунів:

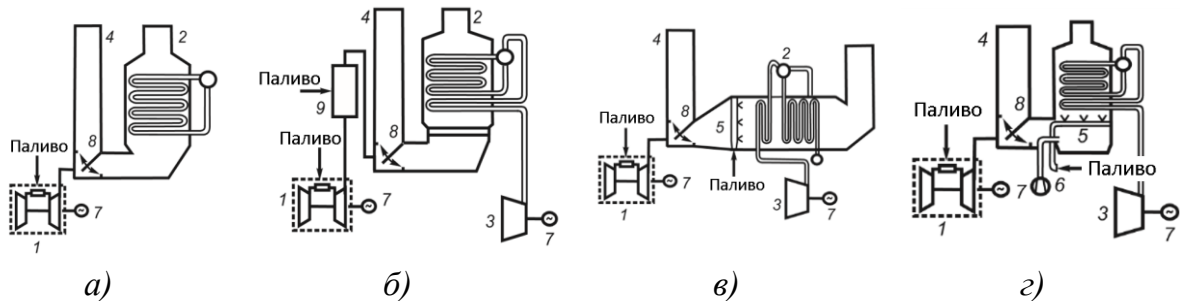
- відведення теплоти від газів двигуна в теплообміннику (котлі-утилізаторі), ступінь охолодження газів (тобто температура газів на виході теплообмінника) визначається в цьому випадку в основному параметрами теплоносія (води, пари), що застосовується в технологічному процесі;

- використання теплоти та кисню, що містяться у вихлопних газах, безпосередньо у топці котла, у передтопочному пристрої, або у котлеутилізаторі, в якому організовано допалювання палива у потоці вихлопних газів двигуна. У цьому випадку температура газів, що відходять, значною мірою визначається характеристиками котла (процесами теплопередачі і горіння), а також параметрами теплоносія, що створює теплове навантаження котла.

На рис. 5.1 показано схеми реалізації цих підходів на базі використання газових та парових турбін, а також теплообмінного обладнання в пасивному варіанті (без спалювання палива в тракці утилізації) та з допалюванням палива з вертикальним та горизонтальним компонуванням теплообмінних поверхонь.

Схема показана на рис. 5,1 *а* використовується, головним чином, для виробництва гарячої води і насиченої пари в технологічних цілях. У схемі, що показана на рис. 5,1 *б* використовують зовнішній підігрів потоку вихлопних газів ГТУ, завдяки чому підвищуються параметри

пари, в тому числі і за рахунок його перегріву, а в схемах таких установок вже можуть бути використані парові турбіни. На рис. 5.1 в і з представлені схеми з допалюванням палива в котлі у потоці вихлопних газів двигуна і з додатковою подачею свіжого повітря, відповідно.



**Рисунок 5.1 – Схеми реалізації когенераційних технологій на базі використання парових та газових турбін [17]:**

***а* – ГТУ-ТЕЦ з водогрійним (паровим) котлом вертикального компонування; *б* – ПГУ з КУ вертикального компонування та допалюванням палива; *в* – ПГУ з КУ горизонтального компонування та допалюванням палива; *з* – ПГУ з допалюванням палива та наддувом свіжого повітря; 1 – ГТУ; 2 – КУ; 3 – парова турбіна; 4 – скидна свічка; 5 – пальники камери допалювання; 6 – повітродувка; 7 – генератор; 8 – шибер; 9 – підігрівач вихлопних газів ГТУ**

Будь-який з котлів, що застосовуються в розглянутих схемах, може бути розрахований на виробництво або нагрітої води, насиченої пари, або перегрітої пари, який можна використовувати в парових турбінах з відбором на технологічні потреби, або в турбінах з протитиском.

Схеми з допалюванням палива в котлах дозволяють збільшити загальну електричну потужність установки, підвищити її ККД за рахунок підвищення параметрів пари, розширити діапазон регулювання теплових та електричних потужностей залежно від зміни навантаження та забезпечити генерування теплової енергії при зупиненому двигуні.

Котли–утилізатори мають природну або вимушену циркуляцію, і розраховуються на один, два, рідше на три рівні тиску свіжої пари. Виготовляються КУ водотрубні, жаротрубні та комбіновані в залежності від таких вимог, як паропродуктивність, тиск пари, вид теплоносія, що використовується, і специфічних місцевих умов.

## 5.5 Способи перетворення тепла промислових викидів на гірничих підприємствах

На гірничих підприємствах існують різні потужні джерела викидного тепла, такі як: компресорні, котельні установки, установки для кондиціонування повітря, шахтна вода, вихідний вентиляційний струмінь та інші.

Утилізація викидного тепла дозволить знизити витрати паливних ресурсів на виробництво електроенергії і тепла, зменшити забруднення атмосфери викидами двоокису вуглецю та токсичних газів на електростанціях і котельних установках і, таким чином, поліпшити як енергетичний баланс країни, так і екологічний стан навколишнього середовища.

Викидне тепло може бути використане:

- для безпосереднього нагріву низькотемпературних споживачів, наприклад свіжого повітря, що подається в шахту в холодний період року;
- в системах опалення та гарячого водопостачання підприємства шляхом попереднього підвищення його температури за допомогою теплових насосів;
- для вироблення холоду в системах кондиціонування повітря в гірничих виробках глибоких шахт;
- для перетворення в електроенергію за допомогою теплосилових установок (ТСУ), що працюють на робочих тілах, що мають низьку температуру кипіння (НРТ).

Раціональність того чи іншого технічного рішення з використання викидного тепла визначається, перш за все, потенціалом цього тепла та наявністю на гірничих підприємствах відповідних теплових споживачів. На ефективність, екологічні показники та схемні рішення з утилізації тепла може суттєво впливати вибір робочого тіла, а також вплив теплоутилізаційних установок на базові системи. Тому раціональні технічні рішення необхідно обґрунтовувати, шукати оптимальні режими утилізації тепла, враховувати можливість використання робочих тіл різного типу.

Одними з найбільш потужних джерел викидного тепла на гірничих підприємствах є вихідний вентиляційний струмінь повітря, а на рудних та вугільних шахтах, на котрих основним видом енергії на підземних роботах є пневматична енергія, – також компресорні станції, обладнані повітряними турбокомпресорами. Тому саме ці об'єкти, перш за все, привертають до себе увагу з точки зору утилізації викидного тепла.

Температура вихідного вентиляційного струменя на глибоких шахтах впродовж року є досить стабільною величиною і, як правило, не опускається нижче 18...20 °С при відносній вологості біля 80%. За такої температури можливі два шляхи використання викидного тепла. Перший полягає в передачі його споживачу, який має ще більш низьку температуру, а другий – в підвищенні потенціалу тепла за допомогою теплових насосів.

Більш низькотемпературним споживачем в умовах шахт може бути струмінь свіжого повітря, що подається в шахту на провітрювання виробок. Відповідно до вимог Правил безпеки [17], з метою попередження обмерзання стволів, повітря, що подається в шахту, повинне мати температуру не нижче +2 °С. Щоб забезпечити плюсову температуру струменя свіжого повітря, його нагрівають в калориферах парою або гарячою водою, для чого в котельній установці витрачається значна кількість палива.

Із літератури відомо технічні рішення з передачі тепла від вихідного струменя до струменя свіжого повітря за допомогою термосифонів [17], теплообмінників поверхневого типу, теплонасосної установки [17], проте на практиці вони не були реалізовані. Найістотніші недоліки їх полягають в тому, що поверхневі теплообмінні апарати, які застосовувались в цих технічних рішеннях, характеризуються:

- високим термічним опором ланки переносу тепла від повітря до зовнішньої поверхні теплообміну;
- високим аеродинамічним опором руху повітря, що може істотно погіршити режим провітрювання шахти;
- схильністю до забруднення зовнішньої поверхні при установленні на запиленому вихідному струмені, що призводить до збільшення як термічного, так і аеродинамічного опору апаратів.

За цих умов доцільним вважається застосування для відбору тепла у вихідному струмені і передача його свіжому повітрю теплообмінних апаратів контактного типу, наприклад форсункових камер.

Доцільність застосування їх замість теплообмінників поверхневого типу зумовлена тим, що:

- за рахунок високої дисперсності розбризканої води в реактивному просторі камер забезпечується велика поверхня контакту її з повітрям;
- інтенсивність теплообміну зростає за рахунок масообмінних процесів – випаровування води і конденсації водяної пари;
- форсункові камери мають малий аеродинамічний опір (до 400 Па [17]), що дозволить здійснити пропускання через них вентиляційного повітря за рахунок загальношахтної депресії практично без зміни режиму роботи головного вентилятора;
- безпосередній контакт води із запиленням повітрям сприяє очищенню повітря від пилу і поліпшенню екології навколишнього середовища.

При цьому, однак, необхідно мати на увазі, що циркулююча в системі вода буде забруднюватиметься і для її очищення необхідно застосовувати спеціальні пристрої (освітлювачі або фільтри).

Крім того, форсункові камери відрізняються простотою конструкції і незначною металоємністю, можливістю виготовлення форсунок з неметалічних матеріалів.

Передача тепла від вихідного струменя до свіжого вважається доцільною при розташуванні вентиляційного та повітроподавального стволів на одному й тому ж промисловому майданчику. При значній віддаленості стволів один від одного цей спосіб може стати неефективним.

Інший шлях використання тепла вихідного вентиляційного струменю полягає у підвищенні його потенціалу і отримання гарячої води для систем гарячого водопостачання підприємства за допомогою теплових насосів.

Найбільш потужними компресорами з застосовуваних на гірничих підприємствах є компресори типів К–250 і К–500. Потужність їхніх приводних синхронних електродвигунів складає відповідно 1600 і



3000 кВт. Ці компресори подібні в аеродинамічному і конструктивному відношеннях. Вони є шестиступінчастими відцентровими турбокомпресорами, що складаються з трьох секцій неохолоджуваних ступенів (по два ступеня в кожній секції). Охолодження стислого повітря в цих компресорах передбачається після кожної секції у винесених проміжних та кінцевому повітроохолоджувачах [41]. Типова схема охолодження передбачає відведення тепла в атмосферу через градирні. Температура води в охолоджувальному контурі дорівнює 25...35 °С. Однак в схемах з утилізацією тепла температура охолоджувального теплоносія в утилізаційному контурі може бути суттєво підвищена, оскільки повітря, що прямує на охолодження, має температуру на рівні 90...140 °С.

В літературі [14, 20, 22] пропонуються різні технічні рішення з використання тепла, що відводиться від стислого повітря, для потреб підприємств, зокрема:

- для систем опалювання і гарячого водопостачання (ГВП);
- для генерації пари холодильного агента в абсорбційних холодильних машинах установок для кондиціонування повітря;
- для нагріву в зимовий час повітря, що прямує в шахту;
- для виробки електроенергії.

Перспективними можуть бути теплонасосні технології підвищення потенціалу викидного тепла та отримання гарячої води, а також когенераційні технології, які полягають в перетворенні низькопотенційного тепла на електроенергію і тепло з температурою, достатньою для використання в системі ГВП підприємств. Привабливість останньої технології зумовлена тим, що, на відміну від інших рішень, вона може застосовуватись цілорічно і практично на кожній шахті, обладнаній компресорними установками.

Робочі речовини, які застосовуються в теплових насосах та теплосилових установках, що перетворюють низькопотенційне тепло, характеризуються низькою температурою кипіння. До таких речовин відносяться, наприклад, аміак, фреони, деякі важкі вуглеводні та ін. Зміна їхнього стану в елементах установок відбувається згідно із законами для реальних газів. Тому для розробки моделей формування режимів

роботи теплонасосних та теплосилових установок необхідно обрати рівняння стану та моделі розрахунку термодинамічних параметрів їх робочих речовин.

## 5.6 Використання тепла вихідного вентиляційного струменя від обігрівання повітропостачальних стволів шахт

Схемне рішення з утилізації тепла вихідного вентиляційного струменя наведено на рис. 5.2.

На рисунку показані стволи 1 і 2 з потоками відповідно вихідного та свіжого повітря, головний вентилятор 3 та елементи теплоутилізаційної установки: форсунокві камери 4 та 5, встановлені на вихідному та свіжому струменях, насоси 6 циркуляції проміжного теплоносія (води) та очищувач води від забруднень 7. З рисунка видно, що теплий вихідний струмінь, проходячи через форсунокві камери, охолоджується водою, і виходить в атмосферу. Нагріта вода подається в форсунокві камери, встановлені на свіжому повітрі, і віддає йому одержане тепло. Після контакту з повітрям вода стікає в піддони камер, звідки всмоктується і подається до форсунок насосами. В схемі передбачається також застосування додаткових джерел тепла для проміжного підігріву циркуляційної води в теплообмінниках 8.

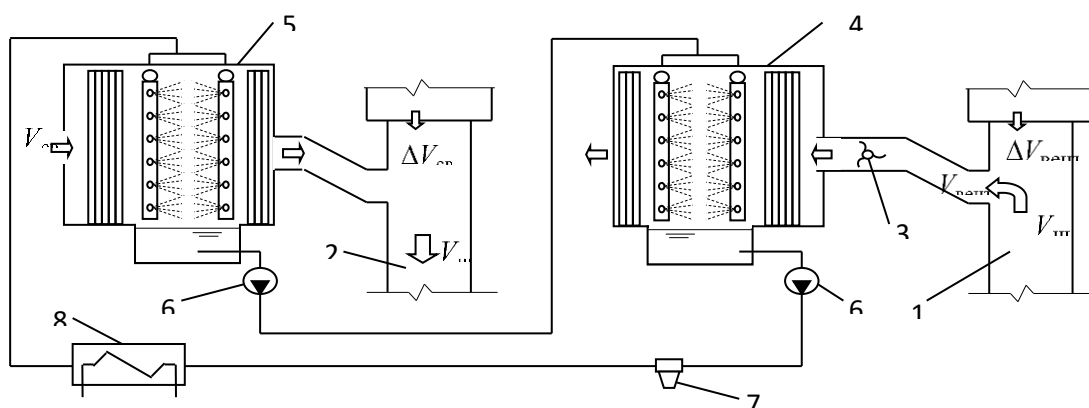


Рисунок 5.2 – Схема утилізації вихідного тепла вихідного вентиляційного струменя для нагріву свіжого повітря, що подається в шахту

Результати розрахунків показують, що теплова потужність установки зростає при збільшенні витрати циркулюючої води і зменшенні діаметра форсунок.

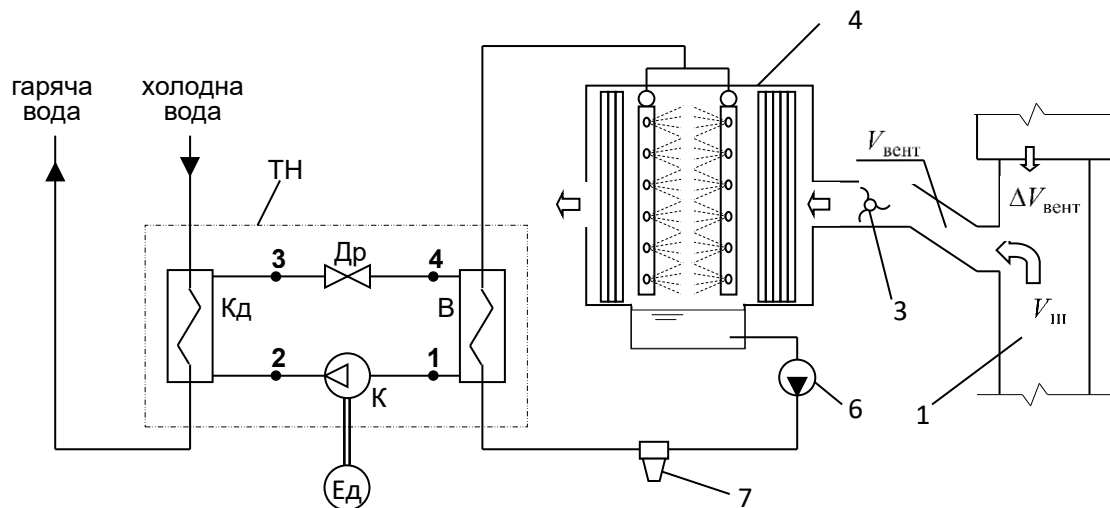
При діаметрі форсунок 5,5 мм збільшення витрати води до 680 кг/с дозволяє забезпечити необхідний температурний режим ствола при зниженні температури атмосферного повітря відповідно до мінус 22 °С, утилізуючи в цих випадках 11500 кВт теплової потужності.

При меншому діаметрі форсунок (4,5 мм) такий же ефект досягається при трохи меншій витраті води, але збільшення гідравлічного опору форсунок, яке виникає при зменшенні їх діаметра, що призводить до значного зростання перепаду тиску на форсунках і потужності насосів. Тиск перед форсунками обмежується знизу значенням в 1,0 бар за умовою розкриття факелу, а зверху – 2,5 бар. Враховуючи цей обмежуючий фактор, витрату води в циркуляційному контурі приймають не більш як 450...480 кг/с, при якій тиск перед форсунками діаметром 5,5 мм складатиме до 1,92 бар в камерах на вихідному повітрі, та до 3,06 бар в камерах на свіжому повітрі. Враховуючи також, що зменшення діаметра форсунок призводить до підвищення ймовірності їх забруднення, діаметр форсунок приймають рівним 5,5 мм.

При цих параметрах ( $d_{\phi} = 5,5$  мм та  $G_w = 480$  кг/с) установка забезпечує потрібний нагрів атмосферного повітря до +2°С від його початкової температури мінус 17–18°С.

### **5.7 Теплонасосна технологія використання тепла вихідного вентиляційного струменя для гарячого водопостачання**

Схема підвищення температурного потенціалу викидного тепла та отримання гарячої води за допомогою теплових насосів зображена рис. 5.3.



**Рисунок 5.3 – Схема утилізації викидного тепла вихідного вентиляційного струменю для отримання гарячої води за допомогою теплового насосу**

Також як і розглянута вище, дана схема містить форсункові камери, встановлені на вихідному струмені, однак, відрізняється тим, що вода, отеплена в форсункових камерах, направляється в випарник теплового насосу. Схожі елементи схеми позначені на цьому рисунку тими ж номерами, що і на рис. 5.2. За схему теплового насосу (ТН) умовно показана найпростіша схема, що відповідає роботі ТН за основним циклом. ТН при цьому складається з чотирьох основних елементів: випарника В, компресора К з приводним електродвигуном Ед, конденсатора Кд і дроселя Др.

В реальному тепловому насосі мають місце втрати енергії на тертя в компресорі і теплообмінних апаратах, а температура робочого тіла у випарнику і конденсаторі відрізняється від температур джерел низько– і високопотенційного тепла, що призводить до необоротності процесів, що протікають в цих елементах установки.

Величина втрат тиску у випарнику і конденсаторі значно менша, ніж зміна тиску в компресорі і дроселі, тому реальні процеси в теплообмінних апаратах вважатимемо ізобарними. Процес стискування пари робочої речовини в компресорі, який протікає без теплообміну з навколишнім середовищем, тобто адіабатно, але з тертям, розглядатимемо як політропний процес, що протікає без тертя, але підведенням зовнішнього тепла, рівного теплоті тертя.

Утилізована теплова потужність і теплопродуктивність установки збільшуються при зменшенні температури. Це є природним, бо при

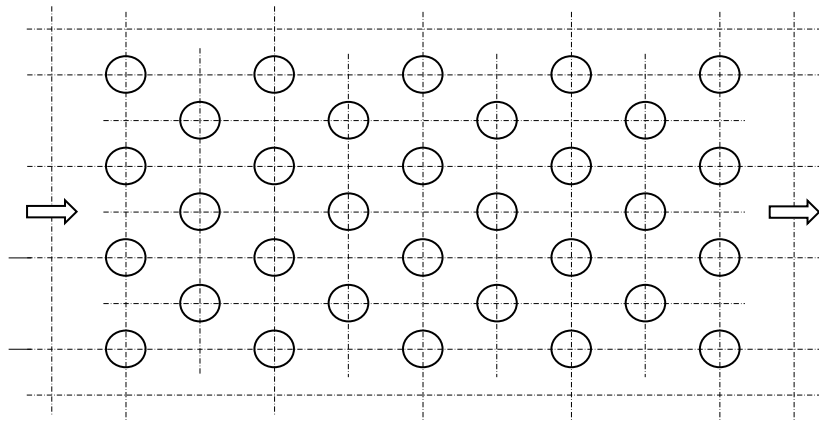
цьому зростає температурний напір між вихідним повітрям та охолоджуючою водою в форсункових камерах і відповідно підвищується інтенсивність теплообміну в них.

Максимальна енергетична ефективність установки досягається при температурі охолодженої води 12,2 °С, яка відповідає температурі кипіння холодоагенту у випарнику 8,2 °С. При цьому утилізована теплова потужність складає 5227 кВт, а теплопродуктивність 6469 кВт, що надає можливість нагрівати воду від 5 до 45 °С при витраті повітря 38,6 кг/с. Сумарна споживана електрична потужність в цьому режимі приводами компресора теплового насосу та водяних насосів складає 1645 кВт.

## 5.8 Утилізація тепла турбокомпресорів

Повітроохолоджувачі турбокомпресорних установок К–250-61-5, які досить широко розповсюджені на гірничих підприємствах являють собою кожухотрубні апарати, в трубному просторі яких протікає вода, а в міжтрубному – стиснене повітря. Розташування трубок в пучку – шахове (рис. 5.4). Зовнішня поверхня трубок має поперечне оребрення. Ребра – круглі, форма поперечного перерізу – трапецієвидна. Матеріал трубок та ребр – мідь. Повітря рухається відносно трубок в поперечному напрямку.

Результати показують, що, зменшуючи витрату води в утилізаційному контурі до 2,3 кг/с, в умовах турбокомпресора К–250-61-1 можна отримати гарячу воду з температурою понад 100 °С, утилізувавши при цьому понад 800 кВт тепла, тобто біля 60% всього тепла, що відводиться від стислого повітря. При збільшенні витрати води в утилізаційному контурі кількість утилізованого тепла збільшується, але зменшується кінцева температура води в цьому контурі. Тим не менше, воду з температурою 42...45 °С, необхідною для системи гарячого водопостачання підприємства, можна отримати в кількості 10,5...12,5 кг/с, утилізувавши при цьому до 1250 кВт тепла, тобто до 85% всього тепла, що відводиться від стислого повітря.



**Рисунок 5.4 – Схема шахового пучка труб**

Аналіз також показує, що відсутність доохолоджуючої секції на першому ступені охолодження стисненого повітря призводить до деякого зниження на подачі турбокомпресора, споживаної ним електричної потужності і питомих затрат електроенергії, але при витратах води в утилізаційному контурі більше 7,0 кг/с зміна цих показників вельми незначна, що надає засади рекомендувати розглянуту схему утилізації тепла до практичної реалізації.

### **Контрольні питання**

1. Які проблеми вирішує когенерація?
2. Що таке тригенерація?
3. Які види електрогенеруючих пристроїв малої та середньої потужності використовуються при когенерації?
4. Перелічіть переваги когенераційних технологій.
5. Що є приводною енергією для КХМ та АХМ?
6. Які типи АХМ набули найбільшого поширення?
7. Які можуть бути реалізовані режими роботи когенераційних установок?
8. Які особливості має застосування когенерації?
9. Наведіть приклади способів перетворення викидного тепла на гірничих підприємствах.
10. Як утилізується тепло вихідного вентиляційного струменю для обігріву вітропостачальних стволів?
11. Як утилізується тепло турбокомпресорів?

## РОЗДІЛ 6

# ЕКОНОМІЧНІ ТА ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ НИЗЬКОПОТЕНЦІЙНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

### 6.1 Екологічні проблеми енергетики

В останні десятиліття світ зіткнувся з двома серйозними проблемами в енергетичному секторі: забезпечення надійності енергопостачання та боротьба з негативним впливом виробництва енергії на навколишнє середовище як на місці розташування електростанцій, так і в глобальному масштабі. Результатом спалювання органічного палива є активація парникового ефекту, що призводить до глобального потепління. Атмосфера вже містить занадто багато парникових газів, особливо вуглекислого газу. Близько 80% викидів  $CO_2$  пов'язані з використанням викопних ресурсів [26]. Крім того, споживання нафти, природного газу та вугілля зросло до безпрецедентних рівнів, що призвело до виснаження викопного палива, яке можна було б більш ефективно використовувати для хімічної переробки в компоненти, корисні для національної економіки та населення, або зберегти для використання потреби майбутніх поколінь.

Видобуток і транспорт паливно-енергетичних корисних копалин органічного походження супроводжується викидами забруднюючих речовин в атмосферу, забрудненням водойм, утворенням та розміщенням відходів. Крім забруднюючих речовин, які потрапляють в атмосферу та спричиняють локальні негативні наслідки для навколишнього середовища, робота паливно-енергетичного комплексу призводить до викидів в атмосферу парникових газів, з яких особлива увага приділяється викидам вуглекислого газу  $CO_2$ .

Наприклад, Китай викидає в атмосферу Землі близько 3 мільярдів тон вуглекислого газу, поступаючись лише США. Викиди вуглекислого газу на душу населення Китаю становлять близько 10,1 тон, а викиди

вуглекислого газу Сполучених Штатів становлять близько 1,3 мільярда тон (17,6 тон на душу населення) [32].

Результати аналізу ступеня екологічного впливу паливно-енергетичних комплексів та постійне зменшення запасів основних органічних видів палива вказують на необхідність пошуку нових екологічно чистих і надійних джерел енергії. Альтернативою викопному паливу є відновлювані джерела енергії (ВДЕ), до яких належать: енергія вітру, сонячна радіація, енергія річок, припливів і океанських хвиль, енергія, що зберігається в біомасі та органічних відходах.

Загалом, відновлювані джерела енергії дозволяє зменшити ступінь вторгнення в навколишнє середовище [12]:

- при будівництві шахт (вугілля, уран), бурінні (природний газ, нафта), прокладанні трубопроводних систем (газ, нафта, продукти переробки нафти). Деякі з цих вторгнень носять локальний характер, а деякі поширюються на сотні і тисячі кілометрів;
- шляхом забруднення повітря та води: кислотні дощі, смог, важкі метали, брудна вода при бурінні свердловин;
- через глобальне потепління із-за спалювання використовуваного палива та емісії  $CO_2$ ;
- шляхом теплового забруднення води (скидання охолоджуючої води від атомних і теплових електростанцій);
- шляхом затоплення територій та зміни режиму течії річок на великих гідроелектростанціях;
- за рахунок забруднення навколишнього середовища на стадії видобутку, транспортуванні та переробки вугілля.

Стосовно екологічних проблем часто вживають поняття «навколишнє середовище», яке є кілька узагальненим. Більш відповідним є поняття «середовище проживання людини». У загальному випадку середовищем проживання людини можуть бути названі умови життєдіяльності людини, жива і нежива природа, повітря, вода, земля, а також умови функціонування суспільства. Отже, необхідно визначити вплив або відно-



шення об'єктів відновлювальної енергетики на всі зазначені вище аспекти. При цьому, слід виходити з того, що потреба людини в електричній енергії стала необхідною умовою існування та розвитку людського суспільства. Тому при оцінці впливу ВДЕ на середовище існування цей вплив необхідно порівнювати з впливом електричних станцій інших типів.

Існує думка, що виробництво електроенергії з відновлюваних джерел безперечно є абсолютно екологічно «чистим» варіантом. Це не зовсім так, оскільки ці джерела енергії мають принципово інший діапазон впливу на навколишнє середовище, ніж звичайні електростанції, що використовують органічне, викопне та гідравлічне паливо, а в деяких випадках останні навіть менш небезпечні. Крім того, деякі види екологічного впливу нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії на навколишнє середовище наразі невідомі, особливо з точки зору часу, і тому менш досліджені та розроблені, ніж технічні питання використання цих джерел енергії.

При розгляді впливу ВДЕ на середовище існування людини необхідно враховувати наступні фактори [12]:

- ерозія ґрунту;
- візуальне вторгнення в ландшафт;
- загроза загибелі птахів, тварин, людей;
- шум;
- вплив на роботу теле-, радіо- та локаційних пристроїв;
- перешкоди повітряному транспорту;
- наявність викидів вуглекислого газу;
- наявність викидів твердих речовин та важких металів;
- наявність викидів шкідливих газів (*NO*, *SO*);
- потреба у воді;
- потреба в землі.

## 6.2 Методи екологічного оцінювання впливу відновлюваних джерел енергії на довкілля

У сучасних умовах використання вплив будь-якої технології на людину та навколишнє середовище знаходиться під пильною увагою. Аналіз впливу ВДЕ на навколишнє середовище необхідно проводити за основними етапами (фазами) життєвого циклу проєкту будівництва електростанції, включаючи виробництво енергетичного обладнання, будівництво об'єктів, експлуатацію, ліквідацію та утилізацію морально і фізично зношених елементів.

**Оцінювання життєвого циклу** (англ. *Life Cycle Assessment, LCA*) є відомою методологією досліджень, яка передбачає вивчення продукції (технології) з урахуванням існуючих зв'язків з навколишнім середовищем. Термін «оцінювання життєвого циклу» визначається як процедура збору і аналізу потоків інформації щодо ефективності використання ресурсів та можливих екологічних впливів продукції (технології) на довкілля протягом усього його життєвого циклу [19].

За методикою LCA вивчаються усі стадії життєвого циклу продукту – «від колиски до могили», охоплюючи процеси видобутку сировини, використання енергії і матеріалів, виробництва продукту, його розповсюдження та споживання, ремонту і технічного обслуговування, поводження з відходами, вторинної переробки продукції або її утилізації [19].

Виходячи з того, що LCA визначається як процедура збору і аналізу потоків інформації, процедура складається з чотирьох етапів (рис. 6.1) [26]. Визначення цих етапів дозволяє формалізувати процедуру, увести єдине їх трактування незалежно від призначення предмету, різноманіття його характеристик.

На першому етапі **Мета та сфера застосування** (англ. *Goal and Scope Definition*) встановлюється мета, часові та просторові межі та методи здійснення LCA. Ключовим елементом дослідження є вибір об'єкта дослідження – функціональної одиниці (продукції або технології), вплив якої буде оцінюватися та порівнюватися. Слід звернути увагу на те, що оцінюванню підлягає вплив самого об'єкта дослідження.

Другий етап **Аналіз життєвого циклу** (англ. *Life Cycle Inventory Analysis, LCI*) включає збір і аналіз вхідних / вихідних потоків даних для проведення наступного етапу дослідження. Інформація (про величину споживаної енергії і застосованих матеріалів, кількості забруднюючих речовин, тощо) збирається по кожному процесу всього життєвого циклу об'єкта дослідження.

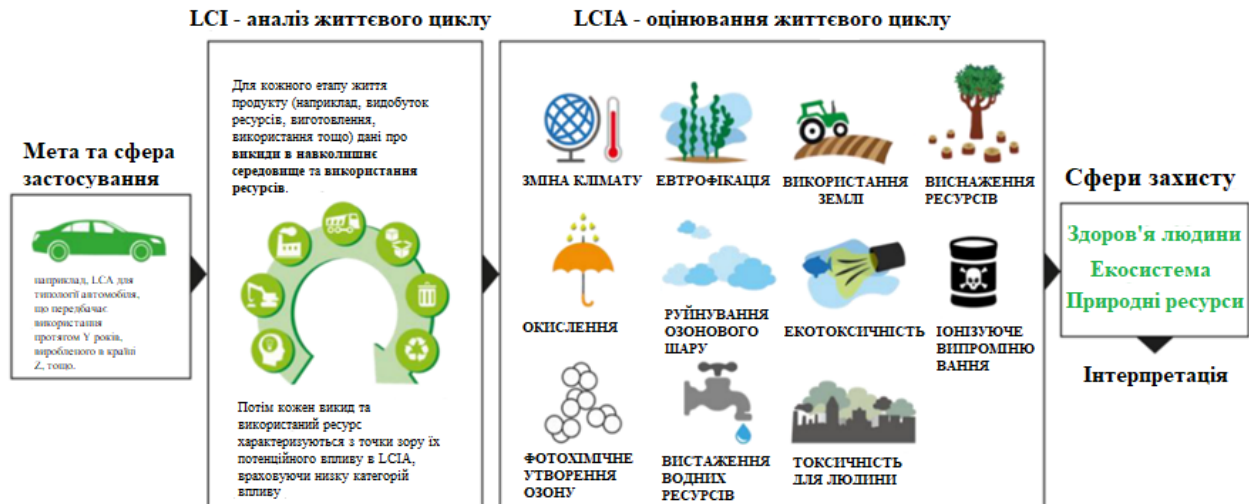


Рисунок 6.1 – Етапи реалізації методології LCA [26]

Третій етап **Оціювання життєвого циклу** (англ. *Life Cycle Impact Assessment, LCIA*) проводиться за результатами інвентаризаційного аналізу з метою оцінки значимості різних потенційних впливів на навколишнє середовище. Цей етап вважається найскладнішим етапом у процедурі LCA.

Четвертий етап **Інтерпретація результатів** (англ. *Life Cycle Interpretation*) передбачає розробку рекомендацій щодо оптимізації використання ресурсів та мінімізації шкідливих впливів продукту на навколишнє середовище протягом усього його життєвого циклу.

Етап «**Оцінка впливу життєвого циклу**» (LCIA) включає чотири додаткові підетапи (класифікація, характеристика, нормалізація та зважування), які викладено нижче (табл. 6.1) [26].

Таким чином, загальний негативний вплив предмета на довкілля при застосуванні LCA виражається конкретним числом, яке можна порівнювати з аналогічними числами, отриманими для інших предметів, що

виконують аналогічні функції. Наприклад, можна співставити негативний вплив сонячних панелей та атомних електростанцій, які використовуються для генерації електроенергії. Перевагу отримує варіант з меншим значенням негативного впливу. Числа, які співставляють характеризують також «ступінь» отриманої переваги.

**Таблиця 6.1 – Етапи «Оцінки впливу життєвого циклу» (LCIA)**

<b>Крок</b>	<b>Приклад</b>
<u>Крок 1 – Класифікація</u> На ньому негативний вплив відносять до відповідної категорії впливу.	Наприклад, на всі входи/виходи, які призводять до викидів парникових газів (CO <sub>2</sub> , метану, тощо), відносяться до категорії впливу на зміну клімату. Цих категорій може бути декілька.
<u>Крок 2 -Характеристика</u> Розраховують кожний внесок у відповідну категорію впливу. Цей внесок приводять до еквіваленту, діючого в цій категорії.	Наприклад, для категорії зміни клімату –це еквівалентна кількість викиду CO <sub>2</sub> .
<u>Крок 3 – Нормалізація</u> Тут загальне значення впливу по кожній категорії ділять на кількість осіб, які попали під негативний вплив.	Наприклад, коефіцієнт зміни клімату становить декілька тисяч кг CO <sub>2</sub> екв./особу.
<u>Крок 4 – Зважування</u> На ньому за допомогою вагових коефіцієнтів (в сумі дорівнюють 1), отриманих для кожної категорії, визначають загальний негативний вплив предмета на всі категорії.	Наприклад, ваговий коефіцієнт зміни клімату становить близько 21%, що представляє відносну релевантність цього впливу порівняно з іншими категоріями.

В 2014 році Європейською комісією була створена *Мережа даних життєвого циклу (LCDN)*, спрямована на забезпечення глобальної інфраструктури для розміщення даних LCA, отриманих за результатами досліджень різних організацій (промислових підприємств, національних проектів LCA, дослідницьких центрів, тощо) [26]. Наприклад, база даних LCIA Method Data set, містить показники інтенсивності впливу різних видів парникових газів, що виділяються при спалюванні викопного палива, відносно вуглекислого газу (вираженого в кг CO<sub>2</sub>–еквівалента в категорії зміни клімату) [26]. Для формування вихідних даних при дослідженні LCA в енергетичному секторі також часто використовують такі відомі бази даних як Sphera або LCI ecoinvent.

Стратегії декарбонізації, створені з моделями національних енергетичних систем, передбачають впровадження низьковуглецевих технологій [28]. Хоча ці технології забезпечують зменшення викидів парникових газів, вони призводять до непрямих викидів через будівництво і можуть спричинити інші впливи на довкілля, такі як екотоксичність та виснаження ресурсів. Таким чином, відновлювані джерела енергії *помилково вважати повністю «вільними» від викидів*. Використання низьковуглецевих технологій для скорочення викидів парникових газів може «перекласти навантаження» на інші впливи на довкілля.

За останні роки в світі виконано досить багато досліджень на основі методу LCA, присвячених оцінці екологічного впливу різних джерел енергії [28]. В країнах ЄС вплив на навколишнє середовище пов'язаний з відновлювальних та невідновлювальних джерел енергії були оцінені, наприклад, в Німеччині, Чехії, Польщі та Греції, Іспанії. Крім того, за межами Європи дослідження були проведені в Мексиці, Канаді та Китаї.

При оцінюванні життєвого циклу розглядається продукт людської діяльності з точки зору використання його ресурсу і екологічного впливу на довкілля. При цьому враховуються всі етапи життєвого циклу. Ясно, що причина застосування такого підходу полягає в тому, що і ресурси, і характер впливу на довкілля в різні періоди життєвого циклу змінюються. Тому реєстрація впливу предмета на довкілля в короткому проміжку часу не дає повної картини цього впливу і часто приводить до отримання невірних висновків стосовно властивостей явищ (технологій) і їх впливу на довкілля. Тобто необхідно враховувати повний життєвий цикл.

Вищезазначені проблеми, пов'язані з невірними висновками, є особливо актуальними для виробництва електроенергії, де просторові (розташування електростанцій) та часові (урахування часу виникнення впливу) моделі можуть впливати на економіку та навколишнє середовище [28]. Приклади впливу просторової мінливості включають: місцеві екологічні умови, щільність населення, місцеві комбінації електроенергії, відстані постачання та розподілу палива, а також доставки електроенергії споживачам. Викиди в навколишнє середовище від виробництва електроене-

ргії залежать від погодинних, щоденних і тижневих циклів попиту, сезонних циклів (тобто екологічних умов, попиту, рівня інфляції, зміни регіональної енергетичної системи).

Отже, маючи точніші результати розрахунку впливу, особи, які приймають рішення, можуть систематично зменшувати вплив на навколишнє середовище протягом життєвого циклу різних енергетичних технологій.

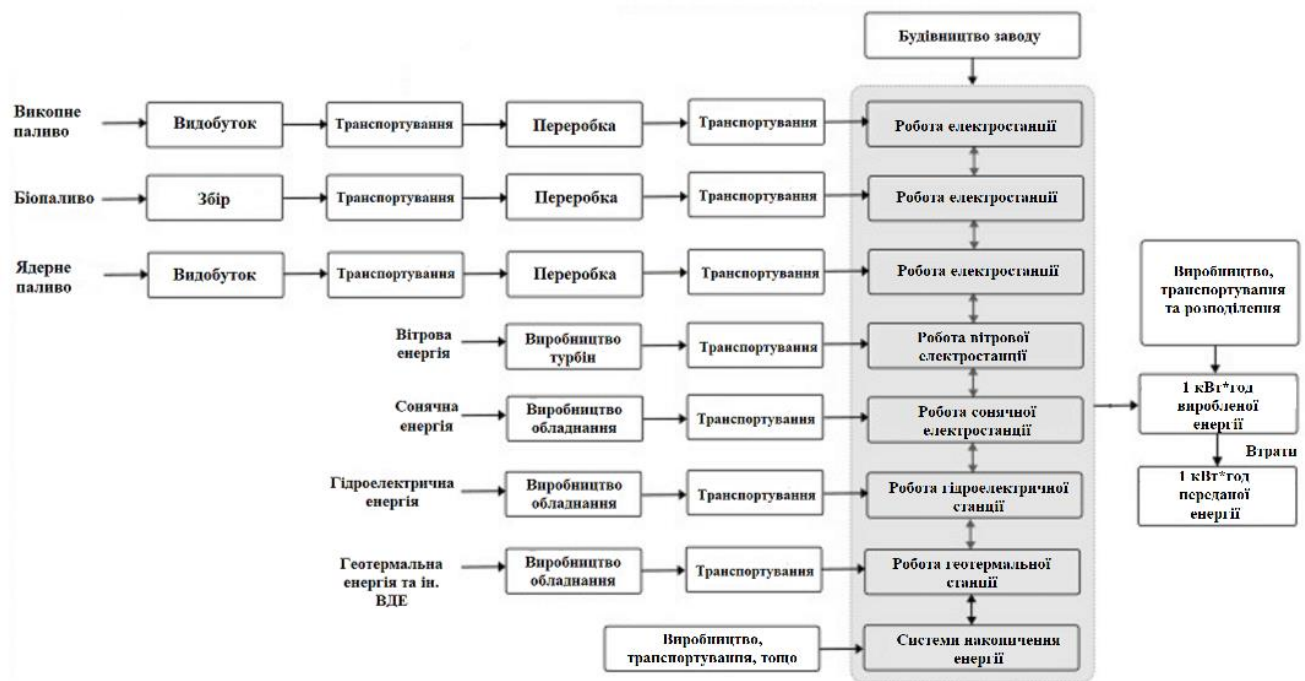


Рисунок 6.2 – Ланцюг життєвого циклу виробництва електроенергії [28]

Таким чином, в розвинутих країнах була проведена значна робота по впровадженню методики LCA. В результаті були отримані відповіді, які не завжди співпадали із зробленими раніше висновками. Приклад такого неспівпадіння висновків розглянемо нижче.

### 6.3 Оцінювання життєвого циклу різних джерел електроенергії

Розглянемо деякі результати застосування *методики LCA в Чехії, де аналізували вплив на довкілля різних джерел електроенергії* [29]. Слід зазначити, що викиди парникових газів у Чеській Республіці в порів-

нянні із середнім рівнем країн Європейського Союзу залишаються високими: 12,4 т еквівалента  $CO_2$  у Чехії порівняно з середнім показником 8,7 т еквівалента  $CO_2$  в країнах ЄС.

В [29] наведено енергетичний баланс вироблення електроенергії, звідки можна зробити висновок, що більшу частину енергії виробляють ТЕС, на другому місці – атомні електростанції. Електростанції, що працюють з використанням ВДЕ, забезпечують 11% від загального обсягу виробленої енергії. До 2030 р. Чехія планує збільшити частку відновлюваних джерел в структурі виробництва електроенергії до 22%.

Отже, перший етап – *Визначення цілі та сфери застосування LCA*. Дослідження мало на меті використання методу LCA для оцінки потенційного впливу на навколишнє середовище різних джерел електроенергії в Чехії за методологією **The Product Environmental Footprint (PEF) 2.0** [29]. *PEF 2.0* – це останній рекомендований Європейською комісією метод, застосований у базі даних LCI ecoinvent.

Функціональна одиниця визначалась як 1 кВт·год електроенергії, що виробляється відповідним джерелом. Дослідження передбачало огляд всіх категорій джерел енергії (невідновлюваних і відновлюваних, централізованих та децентралізованих) [29].

Життєві цикли розглянутих джерел енергії були розділені на три фази, а саме: будівництво (позначений **Construction**), період експлуатації (позначений **Operation**) та період виведення з експлуатації (позначено **Decommissioning**). При цьому враховувався очікуваний термін служби різних типів електростанцій.

*Другий етап – Інвентаризаційний аналіз життєвого циклу (LCI)*. Передбачався збір даних про всі значні вхідні матеріальні та енергетичні потоки та викиди в навколишнє середовище, пов'язані з життєвим циклом виробництва електроенергії. Первинні дані отримано за період 2015–2018 рр. від більшості операторів електростанцій, а також із вторинних баз даних Sphera або Ecoinvent, отриманих на основі експертних оцінок та літературних джерел.

Дослідження передбачало *Оцінку впливу життєвого циклу* різних джерел енергії за наступними 5-ма категоріями, а саме [29]:

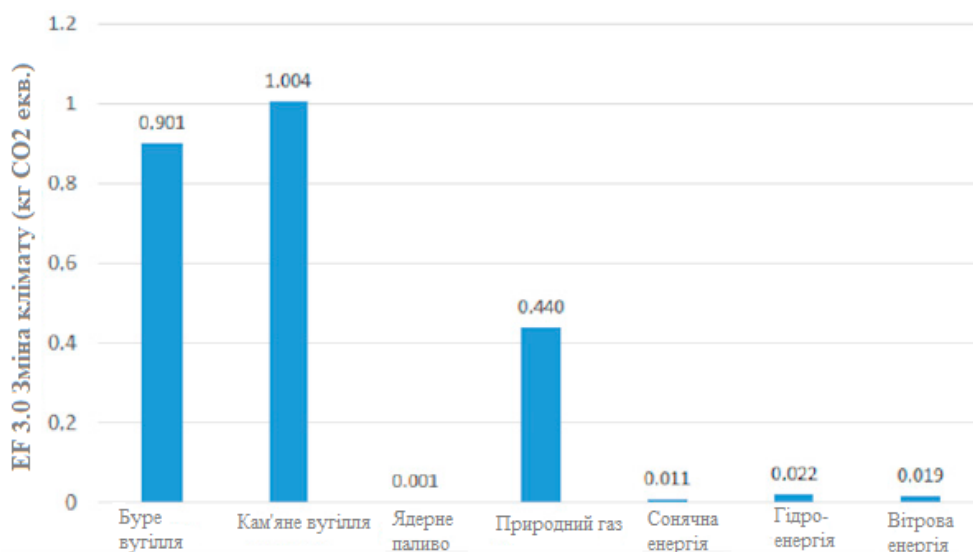
- зміна клімату;

- використання енергетичних ресурсів (вугілля, природних газ);
- використання корисних копалин і металів;
- споживання води;
- викиди неорганічної речовини (твердих частинок).

На четвертому етапі здійснювалась *Інтерпретація результатів LCA*.

**Отже, перша категорія – зміна клімату.**

На рис. 6.3 порівнюються різні види енергії з точки зору їхнього впливу на довкілля, вираженого в кг еквівалента  $CO_2$  – еквівалента [29]. Як ми бачимо, найбільший вплив пов'язаний із середнім викидом 953 г  $CO_2$ /кВт·год протягом усього терміну служби вугільної електростанції. Результати показують, що вплив вугільних ресурсів приблизно вдвічі більший, ніж природний газ. Відновлювані джерела енергії (фотоелектричні, вітрові, гідроелектростанції), а також атомна енергія мають набагато менший вплив на категорію зміни клімату.

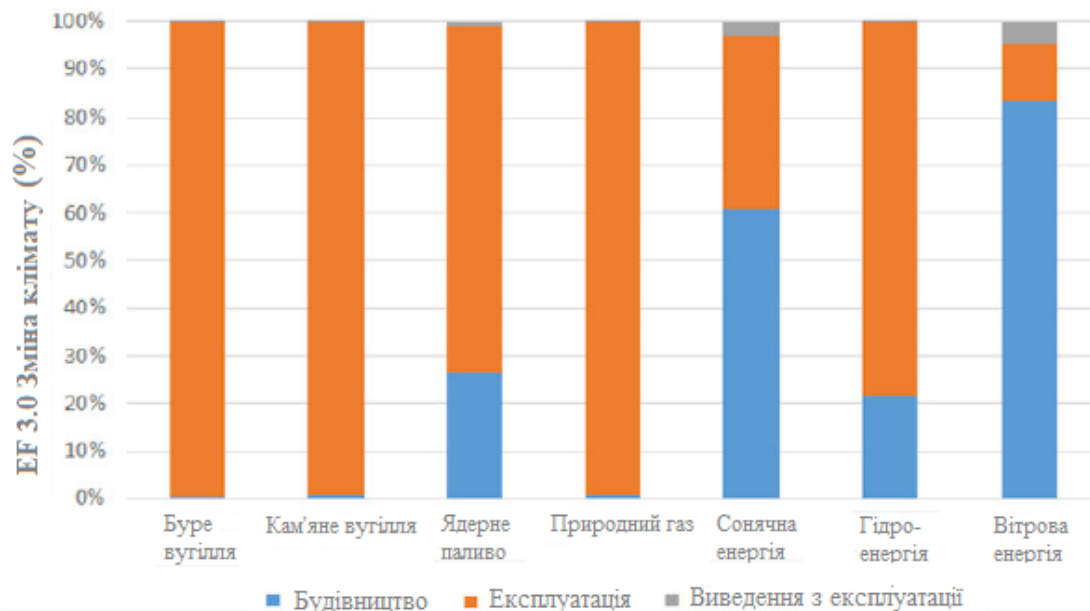


**Рисунок 6.3 – Вплив різних джерел енергії на категорію зміни клімату [29]**

Як бачимо із рис. 6.4 більшість впливів викопного палива (кам'яного вугілля, бурого вугілля та природного газу) пов'язані з періодом експлуатації електростанції, особливо спалюванням палива [29]. Для вітрової та фотоелектричної енергетики найбільшим значним впливом на категорію



зміни клімату є етап будівництва. Таким чином, *жодне джерело електроенергії не має нульового вуглецевого сліду з точки зору життєвого циклу.*



**Рисунок 6.4 – Вплив різних фаз життєвого циклу (будівництво, експлуатація та виведення з експлуатації) джерел енергії на категорію зміни клімату [29]**

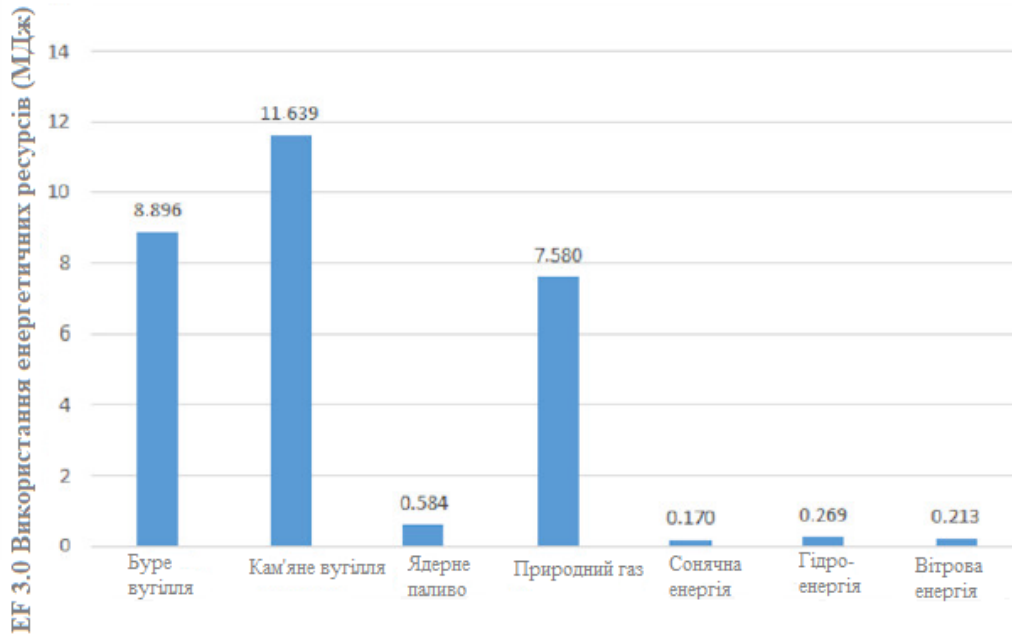
### **Друга категорія – це використання енергетичних ресурсів.**

На рис. 6.5 показано порівняння різних джерел енергії з точки зору використання енергетичних ресурсів [29]. З рис. 6.5 видно, що найбільш значні впливи, пов'язані з джерелами викопного палива, тобто 8,9 МДж/кВт·год для електростанцій, що працюють на бурому вугіллі та 11,6 МДж/кВт·год для інших вугільних електростанцій. Вплив бурого вугілля приблизно на 16% вищий, ніж природного газу.

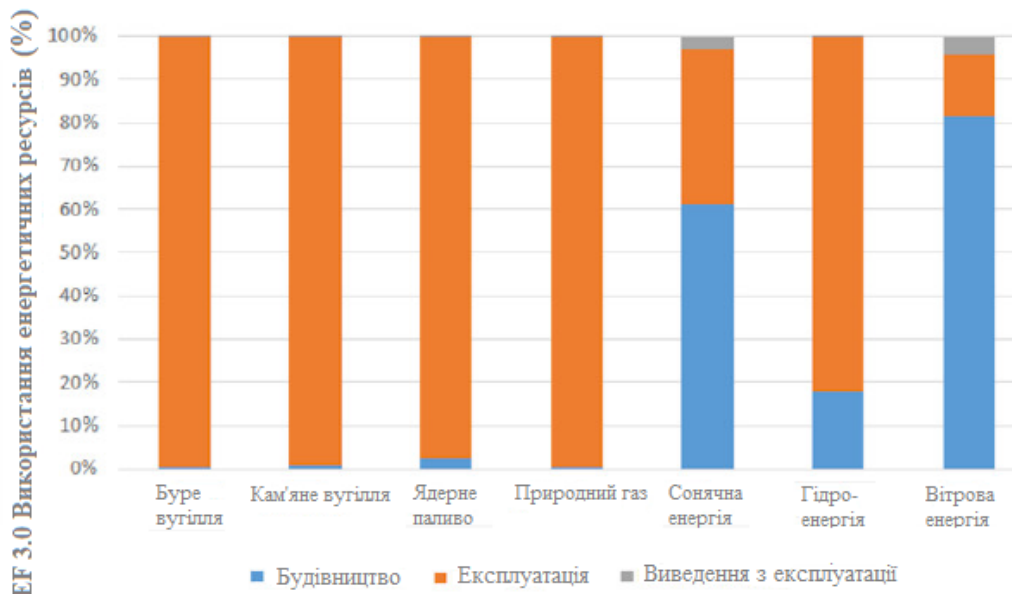
З рис. 6.6 видно, що з точки зору використання енергії всі впливи викопного палива пов'язані з періодом експлуатації, тобто процесом видобутку та підготовки палива [29]. У випадку з відновлюваними джерелами енергії їх вплив в основному пов'язаний з виробництвом матеріалів, які використовуються для будівництва електростанцій.

### **Третя категорія — використання корисних копалин і металів.**

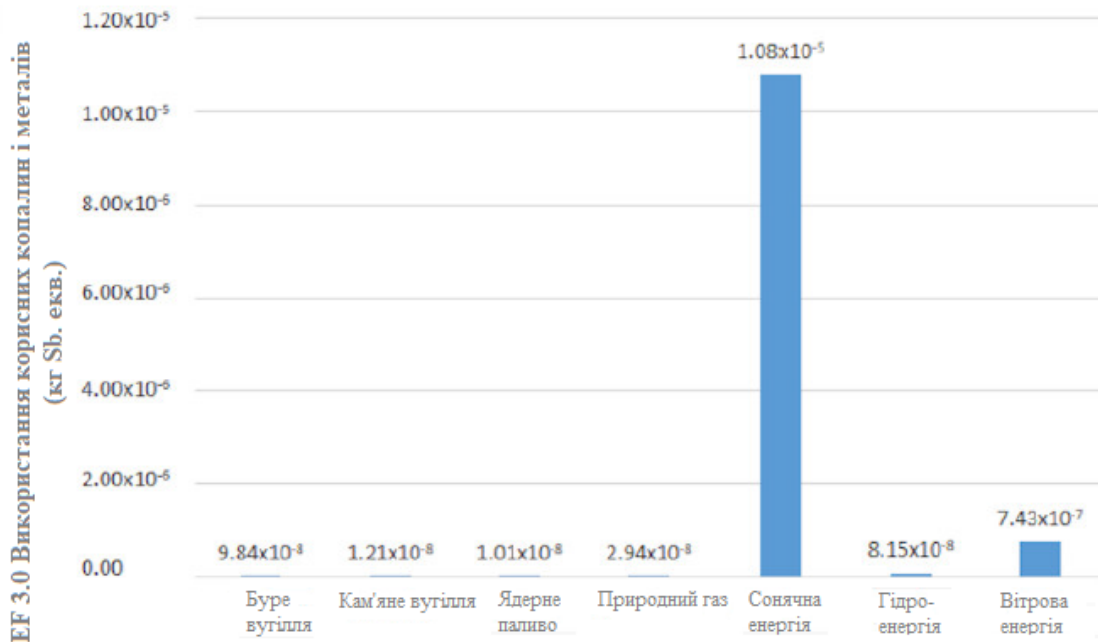
На рис. 6.7 показано порівняння джерел енергії та їх вплив на використання корисних копалин і металів. Для порівняння використовується показник Sb–екв. – показник виснаження абіотичних ресурсів [29].



**Рисунок 6.5 – Вплив різних джерел енергії на використання енергетичних ресурсів [29]**



**Рисунок 6.6 – Вплив різних фаз життєвого циклу (будівництво, експлуатація та виведення з експлуатації) джерел енергії на використання енергетичних ресурсів [29]**



**Рисунок 6.7 – Вплив різних джерел енергії на використання корисних копалин і металів [29]**

Результати дослідження показують, що життєвий цикл фотоелектричної енергії має найбільш значний вплив на цю категорію, тобто 0,01 г екв. Sb/кВт·год. З рис. 6.8 видно, що фотоелектрична енергетика впливає на використання мінеральних ресурсів і металів, особливо на етапі будівництва, тобто виробництва будівельних матеріалів (під час видобутку і обробки різних металів). У випадку вітрової енергії вплив на використання мінералів і металів також стосується переважно виробництва будівельних матеріалів. Основним чинником, що цьому сприяє, є видобуток і виробництво міді.

**Четверта категорія – викиди неорганічної речовини (або твердих частинок).** Порівняння впливу окремих джерел енергії, виражене як кількість випадків захворювання, показано на рис. 6.9 [29]. Найважливіші впливи стосуються життєвого циклу вугільних електростанцій, тобто тих, що використовують кам'яне та буре вугілля. З усіх оцінених джерел найменший вплив має виробництво електроенергії фотоелектричними та атомними електростанціями.

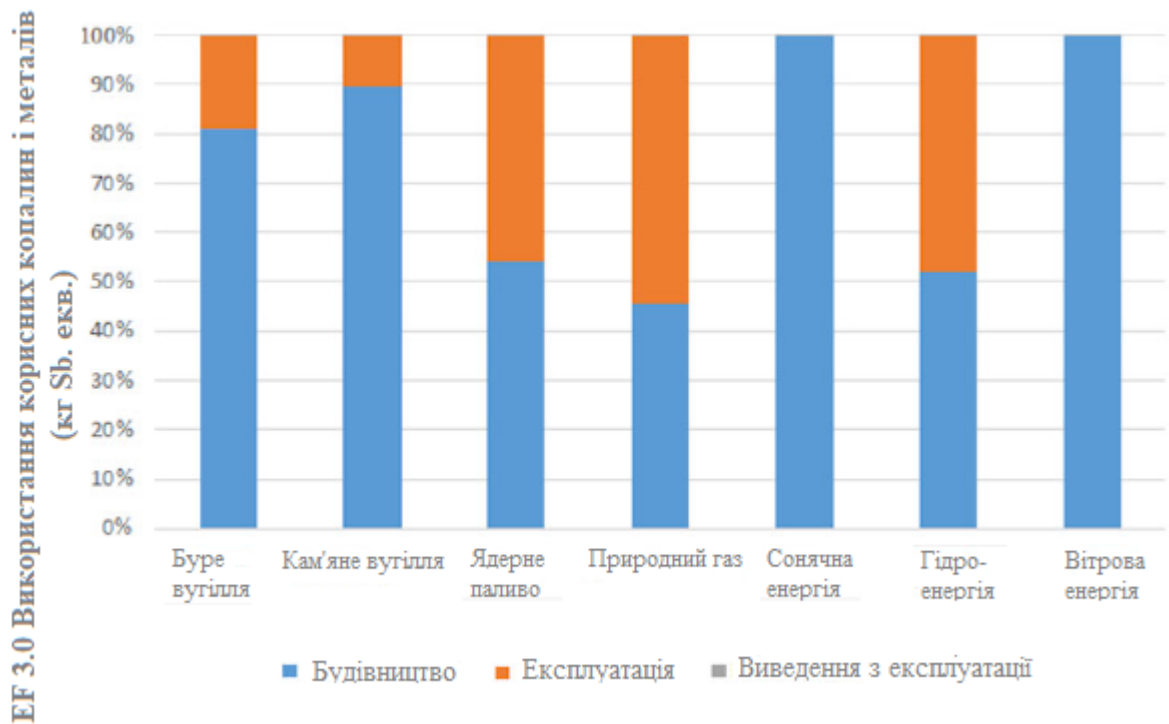


Рисунок 6.8 – Вплив різних фаз життєвого циклу (будівництво, експлуатація та виведення з експлуатації) джерел енергії на використання корисних копалин і металів [29]

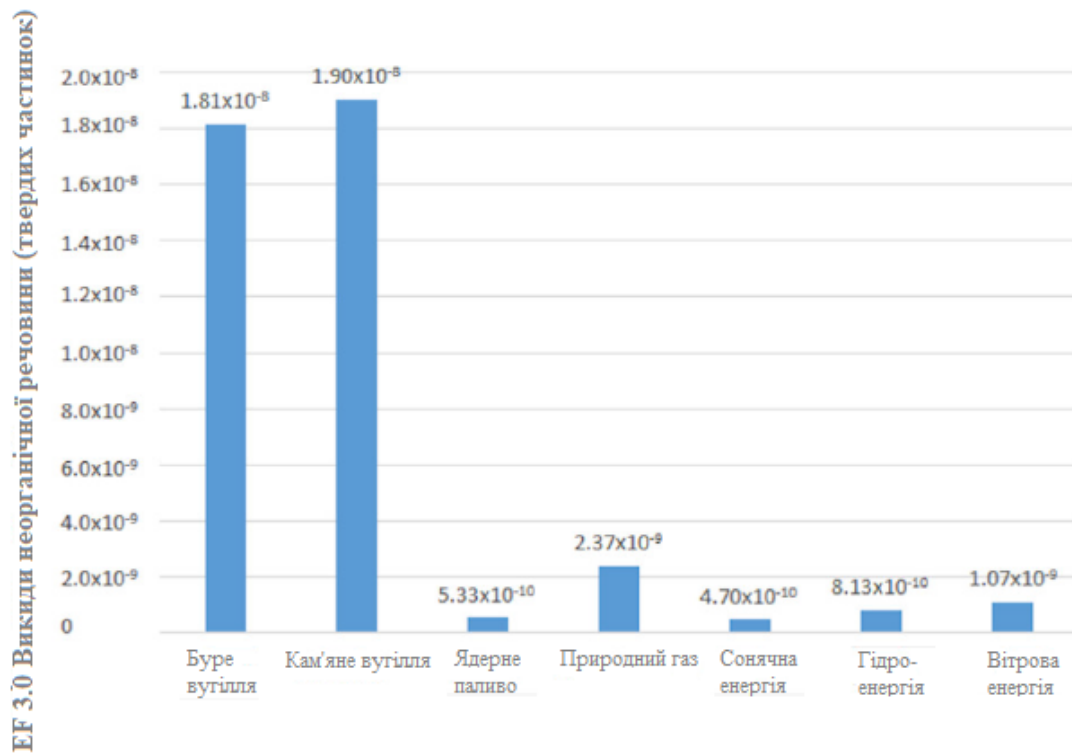
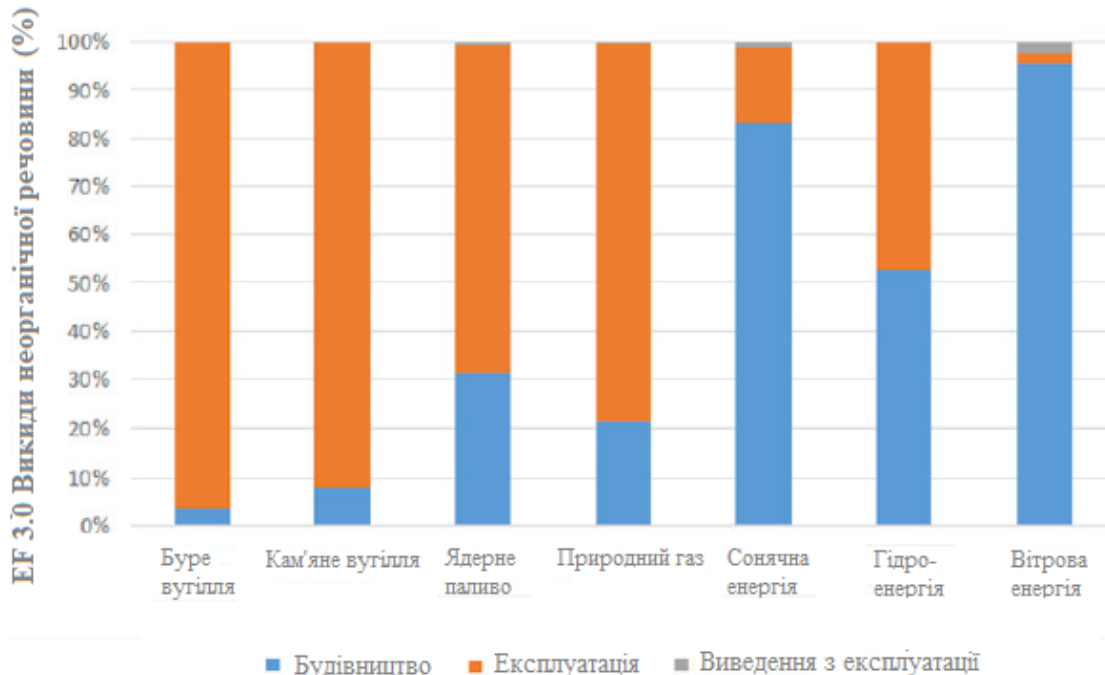


Рисунок 6.9 – Вплив різних джерел енергії на викиди неорганічної речовини (або твердих частинок) [29]

Що стосується життєвого циклу вугільних електростанцій, то такі впливи, головним чином, стосуються періоду експлуатації (тобто періоду, протягом якого спалюється вугілля) [29]. Вплив ВДЕ, в основному, пов'язаний з етапом будівництва, особливо виготовленням конструктивних елементів. Виведення з експлуатації має незначний вплив на довкілля (порівняно з іншими етапами).

**Остання категорія – споживання води.** Порівняння різних джерел енергії та їх вплив на споживання води (виражене в кубічних метрах) наведено рис. 6.10 [29]. Результати дослідження показують, що найбільш суттєві впливи пов'язані з життєвим циклом фотоелектричних джерел.



**Рисунок 6.10 – Вплив різних фаз життєвого циклу (будівництво, експлуатація та виведення з експлуатації) джерел енергії на викиди неорганічної речовини [29]**

Із рис. 6.11 виходить, що у випадку фотоелектричних та вітрових джерел найбільші ефекти спостерігаються під час виробництва конструкційних елементів (зокрема, видобутку металу та виробництва електронних компонентів) [4]. У випадку ядерних джерел більшість впливів на

довкілля пов'язані з роботою електростанцій, зокрема з трьома конкретними процесами: виробництвом та підготовкою ядерного палива, виробництвом борної кислоти та випаровуванням води з градирні.

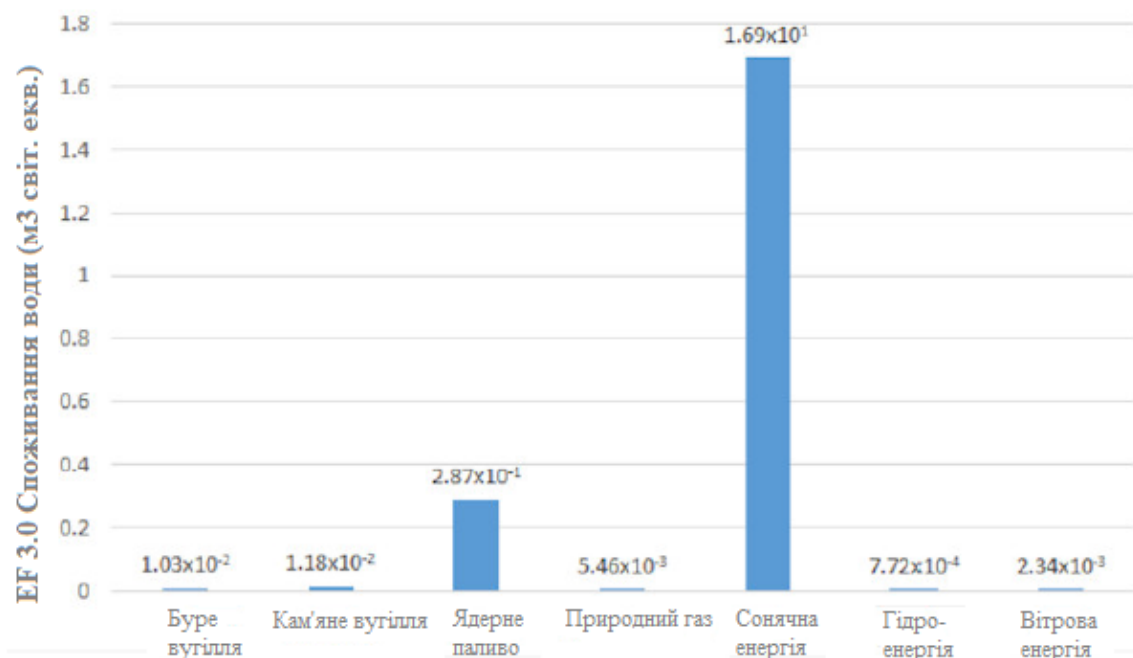


Рисунок 6.11 – Вплив різних джерел енергії на споживання води [29]

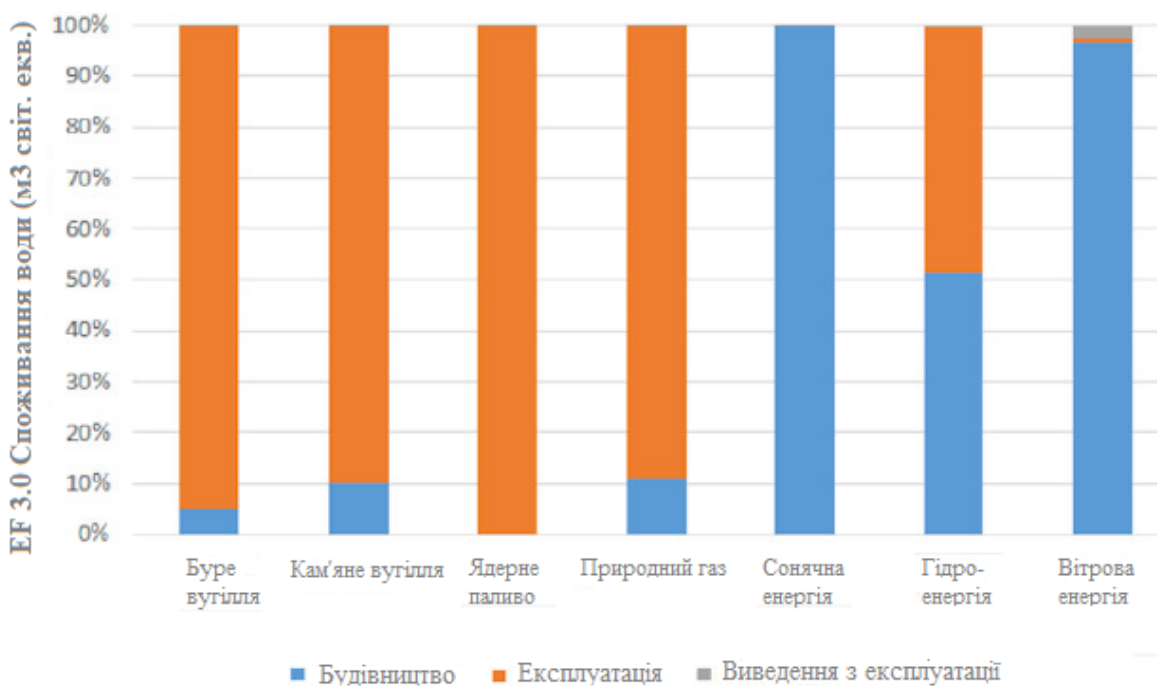


Рисунок 6.12 – Вплив різних фаз життєвого циклу (будівництво, експлуатація та виведення з експлуатації) джерел енергії на споживання води [29]

З результатів оцінки життєвого циклу різних джерел енергії, які використовуються в енергетичній системі Чехії, можна **зробити наступні висновки:**

1. При розробці національних стратегій скорочення викидів парникових газів, необхідно враховувати всі категорії впливу на довкілля, не зосереджуючись лише на зміні клімату.

2. Невідновлювальні джерела енергії впливають на довкілля (особливо під час експлуатації). Вплив відновлювальних джерел енергії стосуються, в першу чергу, їх будівництва. Етап виведення з експлуатації має найменший вплив на довкілля, порівняно з іншими етапами.

3. Вугільні електростанції найбільше сприяють глобальному потеплінню, використанню енергії та викидам неорганічних речовин в атмосферу. Виробництво електроенергії на фотоелектричних електростанціях призводить до надмірного споживання води, а також використанню мінералів і металів.

4. Атомна енергетика, гідроелектричні та вітрові електростанції меншою мірою відповідають впливу вищевказаних категорій. Однак, ці три типи електростанцій не можна остаточно рекомендувати з огляду на їхній потенційний вплив на довкілля та безпеку, оскільки дослідження не враховувало питання утилізації відпрацьованого ядерного палива, а також сховища ядерних відходів.

5. Таким чином, оцінка життєвого циклу (LCA) є потужним інструментом підтримки прийняття рішень, який оцінює вплив продукту або процесу на довкілля на всіх етапах (від видобутку матеріалу до утилізації відходів). З часом LCA дедалі більше будуть застосовувати для оцінки впливу енергетичних технологій на довкілля.

## **6.4 Собівартість виробництва електроенергії**

На сьогоднішній день, найбільш перспективною з екологічної та економічної точки зору серед відновлюваних видів енергії є вітрова енергетика. Розглянемо основні принципи оцінювання економічного ефекту

від впровадження проєктів зі встановлення вітроенергетичних станцій (ВЕС).

Розвиток вітроенергетики дає економічні вигоди у вигляді створення нових робочих місць. Виробництво вітрових турбін та їх компонентів пропонує безліч вакансій, які вимагають інженерних навичок та знань. Крім того, у сільській місцевості розвиток вітроенергетики забезпечує створення робочих місць та інвестиції у віддалених районах. Експлуатація вітрових електростанцій на сільськогосподарських угіддях дає фермерам можливість отримувати постійний дохід, продовжуючи займатися сільським господарством.

Витрати на виробництво електроенергії від вітряної турбіни залежать насамперед від кількості виробленої електроенергії, яка, у свою чергу, залежить від середньорічної швидкості вітру, витрат на технічне обслуговування та експлуатацію, терміну корисного використання вітряної турбіни, ставки дисконту для оплати кредиту, а також розміру капітальних вкладень. Необхідно пам'ятати, що собівартість виробництва електроенергії вітрогенератором є загальноекономічним показником. Найчастіше при великих капітальних вкладеннях для однієї з ВЕС вартість, а точніше собівартість виробництва електроенергії на ній, може виявитися нижчою, ніж при менших капітальних вкладеннях на другій ВЕС, тому що на першій станції виробляється істотно більше електроенергії через кращі вітрові умови.

Як і у будь-якій іншій галузі енергетики, основними економічними показниками вітроенергетики є питома вартість встановленої потужності (грн./кВт) і вартість електроенергії, виробленої вітровими електростанціями (грн./кВт·год). В деяких роботах в оцінці капітальних витрат використовується також показник – питомої вартості на одиницю об'єкту обслуговування поверхні.

Собівартість електричної енергії, виробленої вітроенергетичними установками, залежить від швидкості вітру і, наприклад, за даними США становить 4,8...4,9 центів/кВт·год при швидкості вітру 7 м/с; 3,6...3,7 цента/кВт·год при швидкості вітру 8 м/с і 2,5...2,6 центів/кВт·год при швидкості вітру 9,5 м/с [12]. Для порівняння: собівартість електроенергії,



яку вироблено на вугільних електростанціях США, становить 4,5...6 центів/кВт·год.

Енергія вітру є нерегульованим джерелом енергії. Продуктивність вітрової електростанції залежить від сили вітру, який є дуже мінливим фактором. Як наслідок, постачання електроенергії від вітрових турбін до енергетичної системи є дуже нерівномірним на щоденній, щотижневій, місячній, річній та багаторічній основі. З огляду на те, що сама енергетична система має неоднорідність навантаження (піки та спади споживання енергії), а енергія вітру природно не в змозі це регулювати, введення великої кількості енергії вітру в енергетичну систему може зробити її нестабільною. Зрозуміло, що вітрова енергетика потребує резервів потужності в енергосистемі (наприклад, у вигляді газотурбінних електростанцій), механізмів згладжування неоднорідності її виробництва (у вигляді гідроелектростанцій або гідроелектростанцій). Ця особливість вітроенергетики значно підвищує ціну електроенергії, отриманої з енергії вітру. Коли на вітрові турбіни припадає 20–25% загальної встановленої потужності енергосистеми, нестабільна робота вітрових турбін викличе проблеми в мережі та диспетчеризації енергосистеми.

Капітальні витрати включають вартість заводських вітрових турбін, витрати на транспортування обладнання, будівельні роботи, вартість робіт з підключення до мережі та обладнання, землю та оплату банківського кредиту.

Примітно, що за останні 25 років питомі капітальні витрати на вітрову електростанцію та витрати на виробництво електроенергії значно знизилися, що є позитивною тенденцією. З точки зору світової практики, за останні 20 років питома вартість будівництва вітрових турбін знизилася з 4000 доларів США/кВт до 1000 доларів США/кВт, а вартість виробництва електроенергії впала з 30 центів/кВт·год до 4 центів/кВт·год. Також всі економічні оцінки тут наведені в європейській (євро) або світовій (долар) валютах, оскільки більш-менш достовірних оцінок витрат у національних валютах немає.

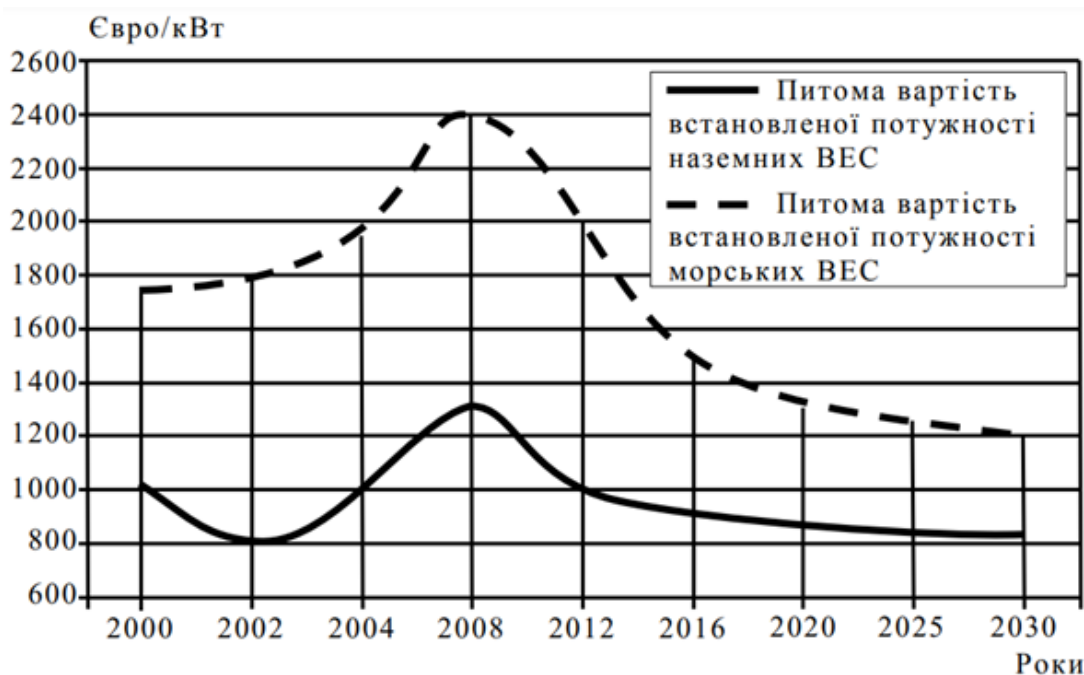
Жодна галузь традиційної енергетики не може похвалитися таким стійким трендом, і навпаки: у паливній енергетиці очікується постійне

зростання через подорожчання палива та підвищення вимог до шкідливих викидів ТЕС. Питомі капіталовкладення та збільшення витрат електроенергії. Так само ці показники зростають через жорсткі вимоги безпеки АЕС.

Питомі витрати на вітрові турбіни ще більше знизилися між 2000 і 2003 роками, а потім зросли до 2008 року через підвищення цін на всі матеріали та послуги. Проте, за оцінкою EWEA, питома вартість вітрових турбін зменшилася з 2008 року (рис. 6.13).

Вважається, що застосування вітрогенераторів в побуті для забезпечення електроенергією побутових споживачів є недостатньо доцільним з наступних причин:

– необхідність застосування, для перетворення змінного або постійного струму, одержуваного від вітрогенератора в електроенергію промислової якості (220В, 50Гц) і синхронізації по фазі із зовнішньою мережею, інвертора, вартість якого становить приблизно 50% вартості всієї установки;



**Рисунок 6.13 – Стан і перспективи зміни питомої вартості встановленої потужності наземних і морських ВЕС**

*Джерело: European Commission and EWEA*

– необхідність установки, для забезпечення безперебійності живлення із-за нестабільності вітру і за відсутності зовнішньої мережі, акумуляторних батарей, вартість яких може досягати 25% вартості установки ВЕУ [12].

Крім того, вітроустановки невеликої одиничної потужності можуть мати проблеми з мережевою інфраструктурою, оскільки вартість лінії електропередач і розподільного пристрою для підключення до енергосистеми можуть виявитися занадто великими. Проблема частково вирішується, якщо вітроустановка підключається до місцевої мережі, де є енергоспоживачі. В цьому випадку використовується існуюче силове і розподільче обладнання, а ВЕС створює деякий підпір потужності, знижуючи ззовні. потужність, споживану місцевою мережею. Трансформаторна підстанція і зовнішня лінія електропередач виявляються менш навантаженими, хоча загальне споживання потужності може бути вище.

Привабливість ринку вітрової енергетики для інвесторів залежить від ряду факторів. У тому числі: від капітальних витрат, наявності фінансових ресурсів, цінового режиму на відпущену електрику і очікуваного рівня прибутку.

Значною перевагою ВЕС над тепловими та атомними станціями є те, що капітальні витрати практично не «змертвляються», оскільки вітроустановка починає виробляти електроенергію практично через 1–3 тижні після її доставки на місце установки. Дані про співвідношення вартості власне вітроустановки (заводська вартість) і супутніх витрат для прикладу показані в табл. 6.2.

Загальні цифри складу витрат на спорудження вітрових турбін середньої потужності (850 кВт – 1 МВт) у європейських країнах з розвинутою вітроенергетикою (Німеччині, Іспанії, Данії та Сполученому Королівстві) наведені в табл. 6.3.

Результати показують, що вартість вітрової турбіни становить близько 74–82% від загальної вартості будівництва. А «інші витрати», тобто серед витрат на будівництво ВЕС, найважливішими є витрати на будівництво фундаменту та витрати на підключення до мережі. Варто зазначити, що зі збільшенням потужності окремого вітрогенератора.

**Таблиця 6.2 – Структура вартості будівництва вітроустановки потужністю 2 МВт (середньостатистичні дані) по Європі**

Компоненти	Середня вартість, €/кВт	У % від загальної вартості	У % від вартості вітроустановки
Вартість турбіни, включаючи транспортування	928	75,6	100
Фундамент	80	6,5	8,62
Електроапарати	18	1,5	1,94
Підключення до мережі	109	8,9	11,75
Системи керування	4	0,3	0,43
Консультації	15	1,2	1,62
Земля	48	3,9	5,17
Фінансове забезпечення	15	1,2	1,62
Дорога	11	0,9	1,19
Разом	1228	100	132,33

*Джерело: Renewable Energy World, July-August, 2004. vol 7, num. 4. p.126-137*

**Таблиця 6.3 – Структура витрат на спорудження вітроустановки середньої потужності (850 кВт ... 1,5 МВт) на основі даних країн Європи**

Компоненти витрат	Частка від загальної вартості, %	Частка в інших витратах, %
Віротурбіна (заводська ціна)	74-82	-
Фундамент	1-6	20-25
Електричне обладнання	1-9	10-15
Підключення до мережі	2-9	35-45
Консалтинг	1-3	5-10
Земля	1-3	5-10
Фінансові витрати	1-5	5-10
Спорудження дороги	1-5	5-10

*Джерело: Renewable Energy World, July-August, 2004. vol 7, num. 4. p.126-137*

питома вартість встановленої потужності вітрогенераторів зазвичай зменшується. При цьому питомі капіталовкладення, навіть для вітрогенераторів однієї потужності, мають значний діапазон – до 30% і більше, тоді як середні питомі капіталовкладення, наприклад, у країнах ЄС коливаються від 700 до 1000 євро/кВт [12].

Традиційно вартість 1 кВт/год електроенергії розраховується на основі дисконтування та розподілу капіталу протягом терміну служби вітрової турбіни, експлуатаційних та амортизаційних витрат, а також перерахунку отриманих витрат на основі річного виробництва. Таким чином, вартість виробленої електроенергії за кВт·год розраховується як середня вартість за термін служби турбіни (зазвичай 20 років). Насправді через нижчі експлуатаційні та амортизаційні витрати фактична вартість кВт·год є нижчою на початок життєвого циклу турбіни та зростає протягом усього терміну експлуатації установки.

Основним показником, який визначає вартість, є річне вироблення електроенергії. Однак лише це не враховує ефективності виробництва електроенергії. Для будь-якого типу електростанції ефективність її роботи оцінюється показником, що називається **коефіцієнтом використання встановленої потужності** ( $K_{\text{ВВП}}$ ), який являє собою відношення фактичної річної виробітку генеруючого пристрою до максимально можливого. Іншими словами цей коефіцієнт можна представити так [12]:

$$K_{\text{ВВП}} = \frac{A}{B},$$

де  $A$  – дійсне вироблення електроенергії за даний період часу;  $B$  – енергія, яка може бути вироблена, якщо генератор буде працювати зі 100% потужністю весь даний період часу.

Найбільша кількість сучасних вітрових турбін, підключених до енергосистеми, має коефіцієнт використання встановленої потужності від 0,15 до 0,30. Електростанції на традиційних (невідновлюваних) джерелах енергії працюють з коефіцієнтом від 0,4 до 0,8. В Україні середній коефіцієнт використання встановленої потужності вітрових електростанцій становить 0,2...0,25.

Коефіцієнт використання встановленої потужності будь-якого генеруючого джерела залежить:

– від того, як часто потрібно його зупиняти, усувати несправності або проводити ремонтні та регламентні роботи, і скільки на це потрібно часу;

– від графіка навантаження, тобто необхідної споживачем потужності, яка змінюється протягом доби, місяця та року від нуля до максимального значення. В вітроустановках цей коефіцієнт ще залежить від наявності вітру та його швидкості. Ось чому коефіцієнт використання встановленої потужності вітроустановок істотно менше, ніж у інших генераторів, хоча вітроустановки які працюють в гарних вітрових умовах мають  $K_{ВВП} = 0,5$ .

Аналогічну сутність має показник «число годин використання встановленої потужності» [12]

$$T_{ВВП} = K_{ВВП} \cdot T = \frac{E_{рік}}{P_{вст}},$$

де  $T = 8760$  годин у рік;  $E_{рік}$  – енергія, вироблена установкою протягом року, кВт·год;  $P_{вст}$  – встановлена потужність генератора вітроенергетичної установки, кВт.

Необхідно мати на увазі «прихований» резерв у підвищенні конкурентоспроможності ВЕУ в частині собівартості електроенергії. У ряді Європейських країн вже існує податок на електроенергію від теплових електростанцій, як компенсація витрат на захист навколишнього середовища. Природна електроенергія, одержувана на ВЕС, таким податком не обкладається. У собівартості електроенергії вироблюваної ВЕС істотне значення мають витрати на експлуатацію та обслуговування. Протягом терміну служби ВЕУ ці витрати оцінюються в 20...25% від загальної собівартості. Поки ВЕУ досить нова, витрати на експлуатацію та обслуговування можуть становити 10...15%. а до кінця терміну служби можуть збільшитися до 20...35% від загальної собівартості. Зазначені витрати мають наступні складові: страхівка, оренда землі, регулярне технічне обслуговування, проведення ремонту, запасні частини і витрати на управління.

Розрахунковий вираз для визначення виробленої ВЕС електроенергії може бути представлено наступною формулою [12]:

$$E_{\text{ВЕС}} = K_{\text{зат}} K_c K_{\text{вп}} \sum_{i=1}^{N_{\text{ВЕУ}}} E_i,$$

де  $K_{\text{зат}}$  – коефіцієнт затінення ВЕС, що враховує зменшення вироблення електричної енергії в результаті взаємного затінення ВЕУ та особливостей ландшафту території ВЕС  $K_{\text{зат}} \leq 1$ ;  $K_c$  – коефіцієнт, що враховує втрати енергії в електричній мережі ВЕС і в загальностаціонарному електричному обладнанні ( $K_c < 1$ );  $K_{\text{вп}}$  – коефіцієнт, що враховує споживання електричної енергії на власні потреби ВЕС ( $K_{\text{вп}} < 1$ );  $E_i$  – обсяг вироблення ВЕУ електроенергії за рік  $T$ ;  $N_{\text{ВЕУ}}$  – число вітроенергетичних установок в складі ВЕС.

Значення  $K_c$  і  $K_{\text{вп}}$  визначаються конкретними умовами схемного рішення внутрішньої мережі ВЕС і обсягами робіт з обслуговування і забезпечення працездатності ВЕУ. Кількісні значення цих коефіцієнтів складають приблизно 0,93...0,96. Коефіцієнт затінення ВЕС  $K_{\text{зат}}$  повністю і однозначно визначається проектним рішенням і характеризує зменшення об'єму вироблення електроенергії в результаті взаємного затінення ВЕУ, впливу рельєфу місцевості, природних перешкод і різних споруд.

На етапі проектування слід по можливості прагнути до збільшення значення  $K_{\text{зат}}$  в рамках існуючих обмежень на спорудження ВЕС, а на етапі експлуатації діючих станцій, необхідно знати числове значення  $K_{\text{зат}}$  з метою планування обґрунтованого обсягу виробітку електроенергії. Затінення ВЕУ, викликане ландшафтом місцевості, сусідніми установками або їх рядами, залежить від місця розташування ВЕУ і напряму швидкості вітру. Ступінь затінення окремими перешкодами враховує коефіцієнт гальмування швидкості вітру  $K_T$ , значення якого визначається за виразом [12]

$$K_{\text{гальм}} = 1 - r_{\text{гальм}1} r_{\text{гальм}2},$$

де  $r_{\text{гальм}1}$  і  $r_{\text{гальм}2}$  – безрозмірні коефіцієнти, що враховують гальмування швидкості вітру перешкодою.

Значення коефіцієнтів  $r_{\text{гальм1}}$  і  $r_{\text{гальм}}$  залежать від висоти осі обертання ротора ВЕУ, висоти перешкоди, відстані від перешкоди до ВЕУ, ширини перешкоди і визначаються за номограмами, представлених в довідковій літературі.

## 6.5 Оцінювання терміну окупності електростанції

Як відомо, термін окупності капітальних вкладень є одним з основних показників оцінки ефективності будівництва електростанції. Сучасні методи оцінки терміну окупності вимагають значних витрат часу, а також достовірної інформації по всіх статтях витрат. Проте отримати таку інформацію в сучасній Україні дуже складно, а часто й неможливо. Для отримання достовірної початкової оцінки витрат при будівництві ВЕС запропоновано метод оцінки терміну окупності на основі відомих вхідних параметрів або на основі достовірного діапазону їх зміни. За основу взято формулу простого терміну окупності [12]:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{D - B'}$$

де  $K$  – капітальні витрати на будівництво об'єкта;  $D$  – річний прибуток від експлуатації ВЕС;  $B'$  – річні експлуатаційні витрати.

Капітальні вкладення визначаються за відомою формулою [12]:

$$K = C_{\text{пит}} P_{\text{вст}}$$

де  $C_{\text{пит}}$  – питомі капіталовкладення в будівництво ВЕС, грн./кВт;  $P_{\text{вст}}$  – встановлена потужність ВЕС, кВт.

Вибрані для розрахунків  $C_{\text{пит}}$  на базі зазначених вище даних, дозволяють з великою достовірністю оцінити величину капітальних вкладень в проєктований об'єкт. Прибуток  $D$  від продажу електроенергії ВЕС може бути виражений через обсяг заміщаємого органічного палива  $V_{\text{тип}}$  на теплових електростанціях енергосистеми. Очевидно, що в цьому випадку прибуток буде більше, ніж просто вартість заміщаємого палива, оскільки тариф на електроенергію, вироблену на цьому обсязі палива включає і відсоток рентабельності теплової станції. Цей момент враховується



коефіцієнтом  $k_{\text{тар}}$ , який дорівнює відношенню тарифу на електроенергію  $T_{\text{ел}}$  до паливної складової тарифу  $T_{\text{пал.склад.}}$  [12], тобто

$$k_{\text{тар}} = \frac{T_{\text{ел}}}{T_{\text{пал.склад.}}}.$$

З урахуванням цього, річний дохід від експлуатації ВЕС визначається за наступною формулою [12]:

$$D = V_{\text{тип}} C_{\text{пал}} k_{\text{тар}} = E_{\text{рік}} q C_{\text{пал}} k_{\text{тар}} = T_{\text{ВВП}} P_{\text{вст}} E_{\text{рік}} q C_{\text{пал}} k_{\text{тар}},$$

де  $C_{\text{пал}}$  – ціна на паливо для електростанції в даній енергосистемі, грн/т.у.п.;  $q$  – питома витрата палива на теплових електростанціях в даній енергосистемі, т.у.п./кВт·год;  $T_{\text{ВВП}}$  – число годин використання встановленої потужності ВЕС, рік.

Річні експлуатаційні витрати  $B$  визначаються, як частка  $n$  від наведених капітальних витрат на будівництво ВЕС [12], тоді

$$B = n E_{\text{норм}} K = n E_{\text{норм}} C_{\text{пит}} P_{\text{вст}},$$

де  $E_{\text{норм}}$  – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень.

Варіюючи значенням  $n$ , можна також правильно оцінити діапазон експлуатаційних витрат. При питомих капітальних вкладеннях приблизно 1000 дол. США за кВт і число годин використання встановленої потужності на ВЕС порядку 2500 (середні вітрові умови) проєктний термін окупності не перевищує 10 років, тобто знаходиться в діапазоні прийнятому для об'єктів енергетики.

## Контрольні питання

1. Сформулюйте основні екологічні проблеми сучасної енергетики.
2. За рахунок чого відновлювальні джерела енергії дозволяють зменшити ступінь вторгнення в навколишнє середовище?
3. Чому відновлювальні джерела енергії не можна вважати абсолютно екологічно «чистим» варіантом енергетики?
4. Наведіть приклади втручання відновлювальної енергетики в середовище проживання людини.

5. Що називають оцінюванням життєвого циклу в дослідженні екологічного впливу на довкілля?
6. Назвіть та розкрийте сутність основних етапів методології LCA.
7. Поясніть, чому впровадження методології LCA сприяє підвищенню достовірності при проведенні процедури оцінки впливу на довкілля?
8. Перерахуйте основні категорії впливу на оцінку життєвого циклу різних джерел електроенергії згідно методу LCA.
9. Які висновки можна зробити з результатів оцінювання життєвого циклу різних джерел електроенергії, що використовуються в енергетичній системі Чехії?
10. Як визначити собівартість виробництва ВЕС електроенергії?
11. Як визначити капітальні вкладення у ВЕУ?
12. Як визначити попередній термін окупності ВЕС?
13. Що називають коефіцієнтом використання встановленої потужності джерела енергії і від чого він залежить?
14. Яким чином розраховують обсяг виробленої на ВЕС електроенергії?
15. Що називають затіненням ВЕУ і чим воно викликане?

## СПИСОК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ

1. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України / за заг. ред. С.О. Кудрі. – Київ : Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2020. – 82 с.
2. Використання вторинних енергоресурсів та систем акумуляції енергії в промисловості України [Електронний ресурс] : Електрон. посіб. – Режим доступу : [http://elib.tsatu.edu.ua/dep/mtf/ophv\\_2/page16.html](http://elib.tsatu.edu.ua/dep/mtf/ophv_2/page16.html).
3. Використання поверхневих, термальних і морських вод для виробництва теплової і електричної енергії [Електронний ресурс] : Електрон. посіб. – Режим доступу : [https://elib.tsatu.edu.ua/dep/mtf/ophv\\_5/page3.html](https://elib.tsatu.edu.ua/dep/mtf/ophv_5/page3.html).
4. Відновлювані джерела енергії / За заг. ред. С.О. Кудрі. – Київ : Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2020. – 392 с.
5. Вітроенергетичний сектор України 2020. Огляд ринку. – Київ: Українська вітроенергетична асоціація. 2021. – 84 с.
6. Геотермальні електростанції: переваги та недоліки [Електронний ресурс] : Управління з енергетичної інформації США – Режим доступу : <https://www.eia.gov/energyexplained/geothermal/geothermal-power-plants.php>.
7. Глобальні тенденції розвитку водневих технологій у промисловості. / Ю.В. Тащев, С.В. Войтко, О.О. Трофименко. Бізнес Інформ. 2020. – № 8. – С. 103–114. URL : <https://doi.org/10.32983/2222-4459-2020-8-103-114>.
8. Карпенко Н.І. Рельєф морських берегів. – Львів : Вид. центр центр ЛНУ імені Івана Франка, 2009. – 308 с.
9. Некрасов О.В. Морські припливи. [Електронний ресурс] : WebCite – Режим доступу : <https://webcitation.org/68ughMJ9C?ID=200601015>.
10. Нетрадиційні та відновлювані джерела електроенергії: навч. посіб. / М.С. Сегеда, М.Й. Олійник, О.Б. Дудурич. ; М-во освіти і науки України, Нац. ун-т «Львівська політехніка» – Львів : Вид-во Львівської політехніки, 2019. – 204 с.
11. Осмос і зворотний осмос [Електронний ресурс] : Науково-пізнавальне видання «Енергетика: історія, сучасність і майбутнє» – Режим доступу : <https://watton.ua/info/osmos-i-obratnyj-osmos>.
12. Основи вітроенергетики: підручник / Г. Півняк, Ф. Шкрабець, Н. Нойбергер, Д. Циценков ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 335 с.

13. Припливна електростанція [Електронний ресурс] : Відновлювані джерела енергії – Режим доступу : <https://www.renovablesverdes.com/uk/central-mareomotriz/>.

14. Самохвалов В.С. Вторинні енергетичні ресурси та енергозбереження : навч. посіб. – Київ : Центр учбової літератури, 2008. – 224 с.

15. Сонячна теплоенергетика : конспект лекцій для студентів усіх форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, освітньої програми – «Нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії» / Я.Б. Форкун, О.О. Шкурпела ; М-во освіти і науки України, Харків нац. ун-т міськ. госп. ім. О.М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2020. – 88 с.

16. Технології використання відновлюваних джерел енергії [Електронний ресурс] : Безкоштовний он-лайн курс з ВДЕ – Режим доступу : <https://dieret.rea.org.ua/uk/solar-energy.html>.

17. Традиційні та нетрадиційні системи енергозабезпечення урбанізованих і промислових територій України : монографія. / Г.Г Півняк, О.С. Бешта, М.М. Табаченко та ін.; під заг. ред. Г.Г. Півняка; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Дніпропетровськ : НГУ, 2013. – 334 с.

18. Українська енергетична стратегія до 2050 року [Електронний ресурс] : Проект розробки – Режим доступу : <https://home.kpmg.ua/uk/home/media/press-releases/2021/07/kpmg-v-ukrayini-vyhrala-proyekt.html>

19. Управління сталим розвитком : навч. посіб. / Л.Л. Палехова; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка» – Дніпро : НТУ «ДП», 2020. – 330 с.

20. Хвильові електростанції [Електронний ресурс] : Енергетика: історія, сучасність майбутнє – Режим доступу : <http://energetika.in.ua/ua/books/book-5/part-1/section-2/2-7>.

21. Чи врятує водень від зміни клімату? [Електронний ресурс] : Екодія – Режим доступу : <https://ecoaction.org.ua/chy-vriatue-voden-klimat.html/>.

22. China, Netherlands sign joint agreement for 15-GW Hydrokinetic project [Electronic resource] : Energy Recruitment – Access mode : <http://charlesandnuttall.blogspot.ca/2012/10/china-netherlands-sign-joint-agreement.html>.

23. Chmielniak T. Technologie energetyczne. / T. Chmielniak. – Warszawa : Wydawnictwo NaukowoTechniczne, 2008. – 564 p.

24. Electrical generators driven by renewable energy systems / O.B. Ivanov, F.P. Shkrabets, Jan Zawilak. – Wroclaw : Wroclaw University of Technology, 2011. – 169 p.

25. European platform on Life cycle assessment. [Electronic resource] : EC: website – Access mode : <https://eplca.jrc.ec.europa.eu/>
26. Greenhouse Gas Emissions from Energy Data Explorer [Electronic resource] : IEA: website – Access mode : <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/greenhouse-gas-emissions-from-energy-data-explorer>.
27. Größte Windkraftanlage der Welt – die E-126 [Electronic resource] – Access mode : <http://www.energieblog24.de/e126/>.
28. Life cycle assessment of electricity generation : A systematic review of spatiotemporal methods. / S Jordaan. // Advances in Applied Energy. 2021. Vol. 3. P. 1–15. – Access mode : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666792421000500>.
29. Life cycle performance of various energy sources used in the Czech Republic. / M. Šerešová ; Energies. 2020. Vol. 13(21). P. 1–17. Access mode : <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/21/5833>.
30. Norway unveils world's first prototype of osmotic power plant [Electronic resource] : A Dr Prem Web Magazine Network Website – Access mode : <https://drprem.com/guide/norway-unveils-worlds-first-prototype-of-osmotic-power-plant/>.
31. Paska J. Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła. / J. Paska. – Warszawa : Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. 2005. – 240 p.
32. Report: China's emissions exceed all developed nations combined. [Electronic resource ] : BBC Website – Access mode : <https://www.bbc.com/news/world-asia-57018837>.
33. Twidell J.W, Weir A.D. Renewable energy resources. / J.W. Twidell, A.D. Weir. – London : Taylor & Francis. 2000. – 601 p.

Навчальне видання

**Азюковський** Олександр Олександрович  
**Ципленков** Дмитро Володимирович  
**Бобров** Олексій Володимирович  
**Дрешпак** Наталія Станіславівна  
**Федоров** Сергій Іванович

## **ІННОВАЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ**

Навчальний посібник

Видано в авторській редакції

Підписано до друку . . . . . Формат 30 × 42/4.

Папір офсет. Ум. друк. арк. 19.5.

Обл.-вид. арк. 25,2. Тираж 70 пр. Зам. .

Підготовлено до друку  
в Національному технічному університеті "Дніпровська політехніка".  
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру ДК № 1842 від 11.06.2004.  
49005, м. Дніпро, просп. Дмитра Яворницького, 19





Dnipro University of Technology  
supports the Sustainable  
Development Goals!

Розглянуто структуру різноманітних відновлюваних джерел енергії, визначено особливості перебігу процесів у таких системах, розкрито принципи функціонування пристроїв, подано характеристики обладнання. Детально розглянуто когенераційні установки. Зіставлення різноманітних установок дозволило визначити раціональні сфери їхнього застосування. Проаналізовано ефективність використання теплових насосів у гірничій промисловості, що являє собою сферу діяльності з високими енергетичними затратами і не менш високого потенціалу економії ресурсів.

The volume considers the structure of various renewable energy sources, determines the peculiarities of processes in such systems, reveals the principles of device operation, and presents the characteristics of the equipment. Cogeneration plants are considered in detail. The comparison of various units made it possible to determine the rational spheres of their application. The effectiveness of the use of heat pumps in the mining industry, which is a field of activity with high energy costs and an equally high potential for saving resources, is analyzed.

ISBN 978-966-981-935-2



9 789669 819352