

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ



**ЕНЕРГЕТИЧНІ ТА ЕКОЛОГІЧНІ ОСНОВИ В
ЗАБЕЗПЕЧЕННІ ТА ВИКОРИСТАННІ
ПОНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ**

**Методичні вказівки
Конспект лекцій**

СУМИ – 2026

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Інженерно-технологічний факультет
Кафедра енергетики та електротехнічних систем

**ЕНЕРГЕТИЧНІ ТА ЕКОЛОГІЧНІ ОСНОВИ В
ЗАБЕЗПЕЧЕННІ ТА ВИКОРИСТАННІ
ПОНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ**

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

**для здобувачів освітньої програми «Агроінженерія»,
денної та заочної форми здобуття освіти
ступеня вищої освіти «бакалавр»**

СУМИ – 2026

УДК 620.92

Укладачі: Барсукова Г.В., к.т.н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем
Тесленко О.В. асистент кафедри енергетики та електротехнічних систем

Енергетичні та екологічні основи в забезпеченні та використанні поновлюваних джерел енергії. Конспект лекцій: методичне забезпечення конспект лекцій/Г.В. Барсукова, Тесленко О.В. - Суми, 2026. – 96 с.

В конспекті лекцій приведені теоретичні питання щодо нормативно-правової бази з енергозабезпечення, використання нетрадиційних джерел енергії, засвоєння можливих способів застосування альтернативних джерел енергії для потреб енергопостачання агропромислового комплексу України, а також вивчення основ раціонального використання енергії.

Рецензенти:

Думанчук М.Ю., к.т.н., доцент кафедри «Технічного сервісу та галузевого машинобудування» СНАУ;
Василенко О.О., к.т.н., доцент кафедри «Вищої математики та фізики» СНАУ.

Відповідальний за випуск:

Юрченко О.Ю., PhD, доцент, завідувач кафедри енергетики та електротехнічних систем СНАУ.

Рекомендовано до видання Радою із забезпечення якості освітньої діяльності та якості вищої освіти інженерно-технологічного факультету.
Протокол № 5 від «12» березня 2026 року

© Сумський національний
аграрний університет, 2026

Зміст

Лекція № 1. Енергетична система та енергозабезпечення в Україні	5
Лекція № 2. Енергетична безпека України	9
Лекція № 3. Правові взаємовідносини учасників енергозабезпечення України	12
Лекція № 4. Організаційно-технічні основи забезпечення підприємств енергоресурсами	18
Лекція № 5. Організація обліку споживання енергоресурсів	20
Лекція № 6. Система оперативного управління електро-, тепло-, газопостачання підприємств	23
Лекція № 7. Основні показники енергоефективності енергозабезпечення	24
Лекція № 8. Нетрадиційні джерела енергії та палива	27
Лекція № 9. Вторинні енергоресурси	33
Лекція № 10. Відновлювальні джерела енергії	41
Лекція № 11. Розвиток альтернативної енергетики в АПК	45
Лекція № 12. Геліоенергетика	47
Лекція № 13. Вітроенергетика. Енергія морів і океанів	52
Лекція № 14. Геотермальна енергія. Біоенергетика	64
Лекція № 15. Гідроенергетика. Гідроелектростанції. Акумуляування енергії	75

Лекція 1. Енергетична система та енергозабезпечення в Україні

План лекції:

1. Основні поняття та термінологія енергозабезпечення.
2. Структура управління та типи електростанцій.
3. Хронологія розвитку енергетики України.
4. Економіка та електробаланс (2025–2026 рр.)
5. Сучасні виклики та відповідь: децентралізація, Smart Grid, мікромережі Висновки

1. Основні поняття та термінологія енергозабезпечення.

Енергозабезпечення — комплексний процес виробництва, передачі, розподілу та споживання всіх видів енергії (електричної, теплової, паливної) для забезпечення промисловості, транспорту, сільського господарства, населення та оборони.

Електроенергетична система (ЕЕС) — сукупність електростанцій, електромереж, трансформаторних підстанцій та споживачів, що працюють синхронно в єдиному енергетичному балансі. Основна фізична умова: **виробництво = споживання + втрати** у кожному мить часу (секунда на секунду).

Встановлена потужність — максимальна сумарна потужність генераторів станції за паспортом (ГВт).

Доступна потужність — реальна потужність, яку можна використовувати в даний момент (враховує ремонти, пошкодження, обмеження).

Базова генерація — стабільна робота на номінальній потужності (АЕС, великі ТЕС).

Маневрові потужності — швидке регулювання (ГЕС, ГАЕС, газотурбінні установки).

Пікове навантаження — максимальний попит (вечірні години, зима).

Енергоємність ВВП — кількість енергії на 1 دلار ВВП. В Україні — 0,25–0,30 кг н. е. / \$ (2024–2025), у 2–3 рази вище середньоевропейського рівня.

Втрати в мережах — технічні (трансформатори, лінії) + комерційні (розкрадання, неточний облік). В Україні — 10–15 % електроенергії.

Енергоресурси:

- Традиційні: вугілля, природний газ, нафта, ядерне паливо.
- Відновлювані (ВДЕ): сонце, вітер, гідро, біомаса, геотермальна енергія.

2. Структура управління та типи електростанцій

Енергетична система України — це складна, багаторівнева структура, яка включає виробництво, передачу, розподіл і споживання електроенергії. Вона керується кількома ключовими органами, кожен з яких має чітко визначені повноваження. Станом на 2026 рік система працює в умовах воєнного стану, синхронізації з європейською мережею ENTSO-E та значних втрат генерації.

Органи управління енергетичною системою (2026 рік)

- **Міністерство енергетики України (Міненерго)** Центральний орган виконавчої влади. Відповідає за формування державної політики в енергетиці, розробку стратегічних документів (Енергетична стратегія до 2050 року, План дій з відновлюваної енергетики, Національний план з енергетики та клімату), координацію реформ, міжнародну співпрацю та координацію відновлення пошкодженої інфраструктури. У воєнний час Міненерго також координує План енергетичної стійкості та розподіл гуманітарної допомоги (генератори, трансформатори, обладнання від ЄС, США, Японії).
- **НЕК «Укренерго»** — національний оператор системи передачі (НОПТ) Ключовий «диспетчер» всієї країни. Керує магістральними мережами 220–750 кВ, забезпечує балансування генерації та споживання в реальному часі, координує роботу всіх типів станцій, здійснює імпорту/експорт електроенергії з ЄС, проводить аварійно-відновлювальні роботи на високовольтних лініях. Після 16 березня 2022 року «Укренерго» синхронізувало Україну з ENTSO-E, що дозволило імпортувати до 2 ГВт електроенергії в критичні періоди. У 2025–2026 рр. саме «Укренерго» керує графіками відключень при дефіциті.
- **НКРЕКП (Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг)** Незалежний регулятор. Встановлює тарифи на передачу, розподіл, виробництво (зокрема «зелений» тариф для ВДЕ), видає ліцензії, контролює дотримання правил ринку електроенергії, затверджує інвестиційні програми обленерго та «Укренерго». У воєнний час НКРЕКП продовжує дію фіксованих тарифів для населення та коригує їх для промисловості.
- **Оператори систем розподілу (обленерго та міські електромережі)** Регіональні компанії (наприклад, «Сумиобленерго», «ДТЕК Мережі», «Укрзалізниця» для тягових мереж тощо). Управляють мережами

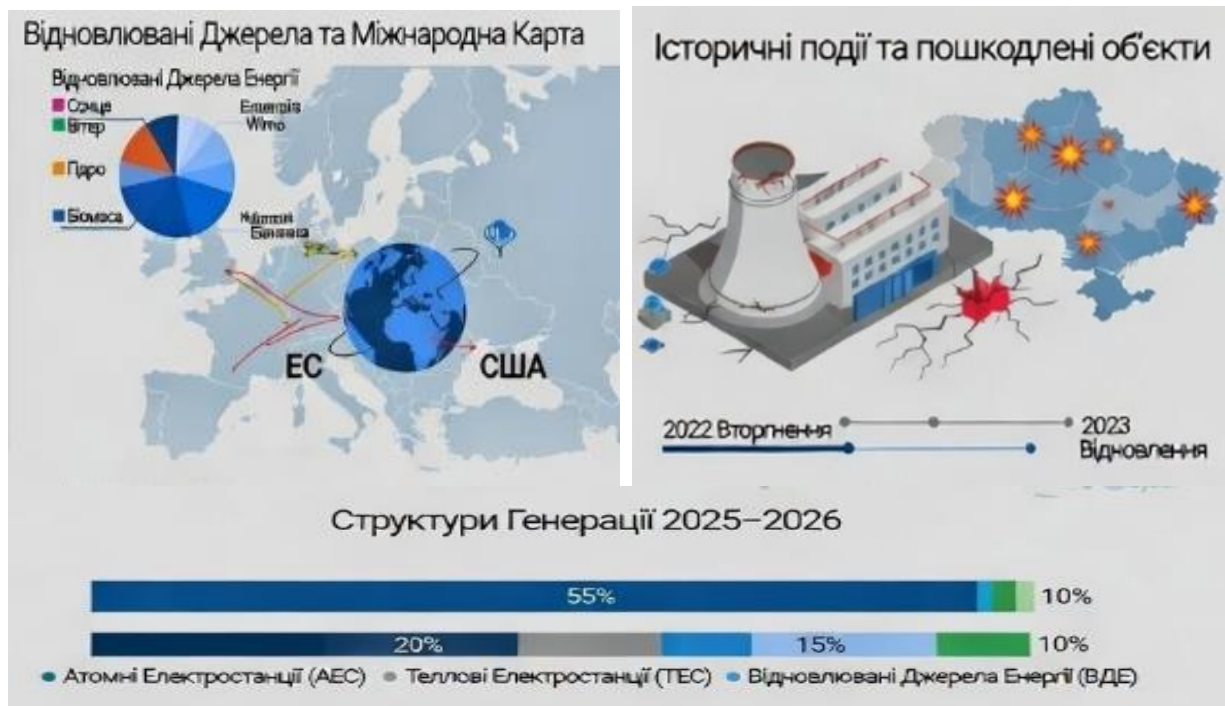
середньої та низької напруги (0,4–110 кВ), забезпечують постачання електроенергії до кінцевого споживача, проводять локальні ремонти, застосовують графіки відключень у регіонах. У 2026 році багато обленерго отримали значну міжнародну допомогу (трансформатори, кабелі, автотрансформатори) для відновлення розподільних мереж.

- **ДП «Енергоатом»** Оператор усіх діючих атомних електростанцій (Хмельницька, Рівненська, Південноукраїнська, частково Запорізька — під окупацією). Забезпечує ~45–55 % виробництва електроенергії в країні, відповідає за ядерну безпеку, паливний цикл, модернізацію блоків.
- **Гарантований покупець** та постачальники останньої надії Забезпечують електроенергією населення та малі підприємства за фіксованими тарифами, навіть якщо інші постачальники відмовляються.

Таблиця 1. Типи електростанцій та їх роль у системі (2025–2026 рр.)

Тип станції	Принцип роботи	ККД	Основна роль у системі	Частка в генерації (2025–2026, приблизно)	Особливості в умовах війни
Атомні (АЕС)	Ядерний розпад → тепло → пара → турбіна	33–37 %	Базове навантаження (стабільна робота 24/7)	45–55 %	Окупована Запорізька АЕС (6 ГВт) виведена з системи; решта блоків працюють на повну потужність
Теплові (ТЕС/ТЕЦ)	Спалювання вугілля/газу → пара/газова турбіна	30–45 % (ТЕС), до 90 % (ТЕЦ з когенерацією)	Маневрування, покриття добових піків, теплопостачання міст	20–30 % (значно зменшено)	Втрачено 60–90 % потужностей через масовані атаки 2022–2026 рр.; багато станцій зруйновано або працюють на зниженій потужності
Гідроелектростанції (ГЕС)	Потік води → гідротурбіна	80–90 %	Швидке регулювання, пікове навантаження, балансування	6–8 %	Пошкоджено Каховська ГЕС (2023), ДніпроГЕС та інші працюють з обмеженнями через зниження рівня води
Гідроакумулюючі (ГАЕС)	Насосний цикл: закачування води вночі, скидання вдень	~75 %	Акумуляція енергії (зарядка вночі, розрядка вдень)	1–2 %	Використовуються для балансування ВДЕ та імпорту з ЄС; ефективність зберігається
Відновлювані джерела (ВДЕ): сонце, вітер, біомаса	Фотоелектричний ефект / кінетична енергія вітру / спалювання біомаси	15–25 % (сонце), 35–50 % (вітер)	Розподілена генерація, зелена енергія, незалежність від палива	10–15 % (швидко зростає)	Найстійкіший сегмент: розподілені сонячні станції на дахах, малих ГЕС, біогазові установки; майже не уражаються точковими ударами

Сьогодні система управління енергетикою України поєднує централізоване стратегічне планування (Міненерго), оперативне диспетчерське управління («Укренерго»), регіональний розподіл (обленерго) та незалежне регулювання (НКРЕКП). Війна змусила змістити акцент з великих централізованих станцій (АЕС і ТЕС) на маневрові (ГЕС, ГАЕС) та розподілені ВДЕ. Саме ця комбінація дозволяє системі виживати в умовах дефіциту та постійних атак, а синхронізація з ENTSO-E дає можливість імпортувати електроенергію з Європи в критичні періоди.



3. Хронологія розвитку енергетики України

- 1878 — перше електроосвітлення в Києві (сад Шато-де-Флер).
- 1927–1932 — ДніпроГЕС (перший гігант, символ індустріалізації).
- 1950-ті–1980-ті — масове будівництво ТЕС та АЕС.
- 1977 — пуск першого блоку Чорнобильської АЕС.
- 26 квітня 1986 — Чорнобильська катастрофа (зміна світових стандартів безпеки).
- 1984–1995 — Запорізька АЕС (6 ГВт, найбільша в Європі).
- 2000 — остаточне зупинення ЧАЕС.
- 1 липня 2019 — запуск нового ринку електроенергії (закон «Про ринок електричної енергії»).
- 16 березня 2022 — синхронізація з ENTSO-E (від'єднання від пострадянського енергокільця BRELL).
- 2022–2026 — масовані атаки РФ: втрата 50–70 % генерації, перехід до децентралізації.

4. Економіка та електробаланс (2025–2026 рр.)

Структура споживання (приблизно):

- Промисловість — 50–55 % (падіння через війну).
- Населення — 25–30 % (зростає через електроопалення).
- Втрати в мережах — 12–18 %.
- Транспорт, сільське господарство, бюджетна сфера — решта.

Собівартість виробництва (орієнтовно, 2025 р.):

- ГЕС/ГАЕС — 0,3–0,6 грн/кВт·год.
- АЕС — 0,5–0,9 грн/кВт·год.
- ТЕС (на вугіллі) — 2–4 грн/кВт·год.
- Газові маневрові — 4–7 грн/кВт·год.
- Сонце/вітер — 1–2 грн/кВт·год (нові проекти).

5. Сучасні виклики та відповідь: децентралізація, Smart Grid, мікромережі

Повномасштабна війна, розпочата Російською Федерацією 24 лютого 2022 року, перетворила енергетичну систему України на один із ключових фронтів гібридної агресії. Росія обрала стратегію цілеспрямованого енергетичного терору: масовані ракетні та дроніві удари по генерації, підстанціях, лініях передачі та газовій інфраструктурі стали систематичними з осені 2022 року і тривають по сьогодні. Станом на початок 2026 року втрачено понад 50–70 % довоєнної генераційної потужності (з приблизно 38 ГВт доступної потужності до 11–14 ГВт у пікові зимові періоди). Знищено або серйозно пошкоджено майже всі великі теплові

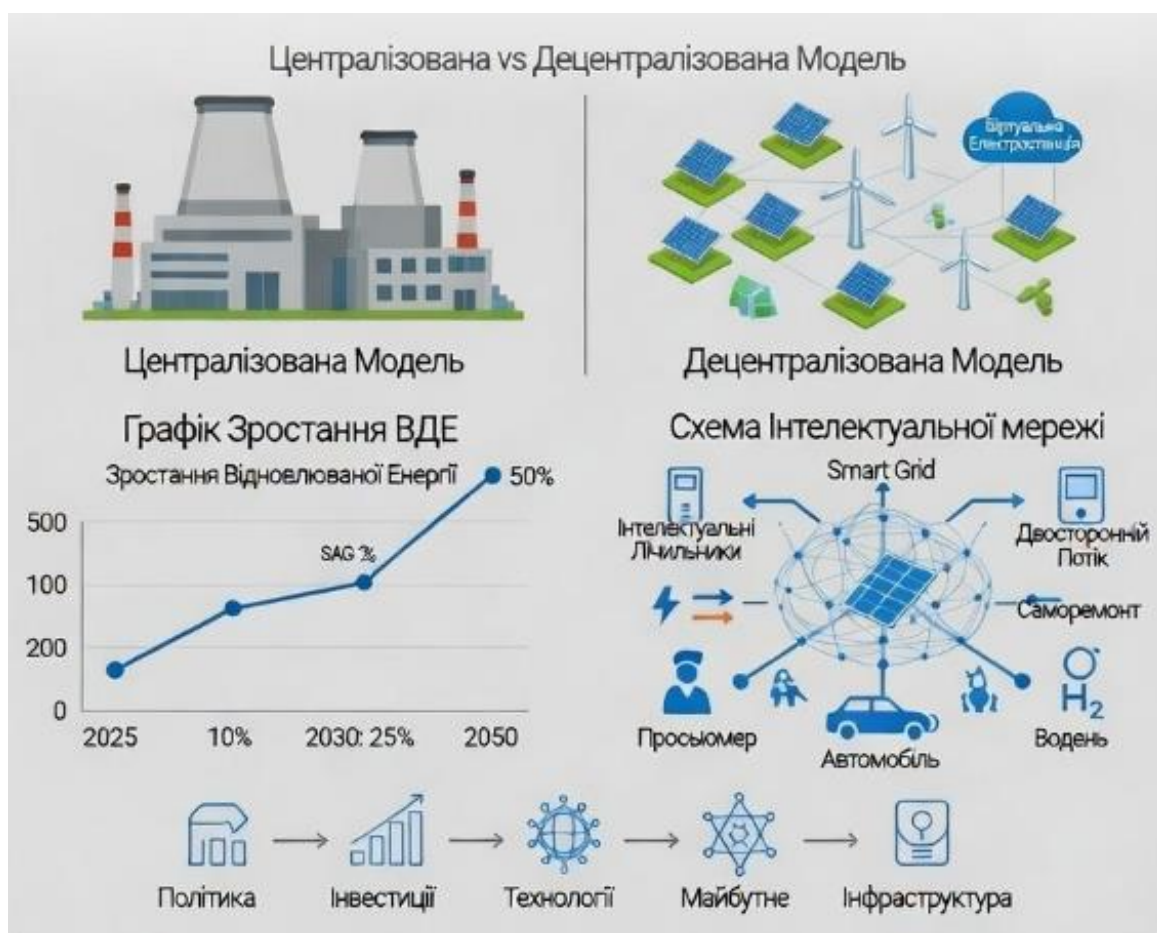
електростанції (Бурштинська, Ладжинська, Трипільська, Зміївська, Слов'янська та інші), повністю зруйнована Каховська ГЕС (червень 2023), пошкоджено сотні підстанцій 110–750 кВ. Це призвело до хронічного дефіциту потужності — взимку 2025–2026 років він сягав 7–12 ГВт, що змушувало застосовувати графіки відключень по всій країні, іноді до 12–18 годин на добу в прифронтових регіонах.

Централізована модель енергосистеми, успадкована від радянських часів, виявилася надзвичайно вразливою: кілька великих вузлів генерації (АЕС на 6 ГВт, ТЕС на 2–4 ГВт) та ключові підстанції 330–750 кВ стали легкими цілями.

Руйнування одного такого об'єкта спричиняло каскадні відключення в кількох областях одночасно. Додаткові виклики — висока енергоемність житлового фонду та промисловості, втрати в мережах 12–18 %, різке зростання попиту на електроенергію взимку через електроопалення та обмежені можливості імпорту з Європи (максимум 1,7–2 ГВт після синхронізації з ENTSO-E у березні 2022 року).

Відповіддю на ці виклики стала стратегія швидкого переходу від централізованої до децентралізованої, розподіленої та розумної енергосистеми.

Замість кількох гігантських станцій, які легко знищити, Україна активно розвиває тисячі малих і середніх джерел генерації, розкиданих по всій території. Це газотурбінні та газопоршневі установки потужністю 1–20 МВт, когенераційні модулі в містах і громадах, сонячні електростанції на дахах будинків, ОСББ, підприємств, ферм, а також малі гідроелектростанції та біогазові установки. Така розподілена генерація робить систему набагато стійкішою: пошкодження одного об'єкта не призводить до блеауту цілого регіону, а генерація ближче до споживача суттєво зменшує втрати в мережах.



Центральним елементом цієї трансформації стали розумні мережі — Smart Grid. На відміну від традиційної односторонньої мережі XX століття, Smart Grid забезпечує двосторонній потік енергії та інформації в реальному часі. Розумні лічильники (smart meters) вимірюють споживання з точністю до хвилини, передають дані дистанційно, дозволяють багатотарифний облік (нічний тариф дешевший, денний — дорожчий) і стимулюють споживачів переносити навантаження на години з надлишком «зеленої» енергії. Мережа отримує автоматичне самовідновлення (self-healing): датчики виявляють аварію, ізолюють пошкоджену ділянку та миттєво перенаправляють потік альтернативними шляхами, скорочуючи час відключення з годин до секунд. Прогнозування на основі штучного інтелекту аналізує погоду, споживання та генерацію ВДЕ, щоб мінімізувати дефіцит і оптимізувати імпорт з Європи.

Основні принципи та характеристики Smart Grid

1. Двосторонній потік енергії та інформації

- Енергія тече не лише від станції до споживача, а й у зворотному напрямку (наприклад, від сонячних панелей на даху будинку до мережі).
- Інформація передається в реальному часі: розумні лічильники (smart meters), датчики, пристрої IoT постійно надсилають дані про споживання, напругу, частоту, стан обладнання.

2. Автоматизація та самовідновлення (self-healing)

- Мережа самостійно виявляє аварію (обрив лінії, коротке замикання, перевантаження) за допомогою датчиків.
- Автоматично ізолює пошкоджену ділянку та перенаправляє потік енергії альтернативними шляхами, мінімізуючи час відключення (з годин до секунд).
- У 2025–2026 рр. в Україні вже впроваджуються пілотні проєкти self-healing на підстанціях 110–330 кВ.

3. Розумні лічильники (Smart Meters)

- Вимірюють споживання з точністю до хвилини, передають дані дистанційно (без візиту контролера).
- Дозволяють багатотарифний облік (нічний тариф дешевший, денний — дорожчий), що стимулює переносити споживання на години з надлишком енергії (наприклад, вдень від сонячних станцій).
- У воєнний час дають можливість дистанційно обмежувати навантаження в окремих будинках чи мікрорайонах, щоб уникнути загального блекауту.

4. Інтеграція розподілених джерел (ВДЕ)

- Сонячні панелі, вітрові турбіни, малі ГЕС, біогазові установки легко підключаються до мережі.
- Система автоматично балансує коливання генерації ВДЕ (сонце світить не завжди, вітер змінюється) за допомогою прогнозування погоди та штучного інтелекту.

5. Накопичувачі енергії та балансування

- Промислові батареї (BESS), гідроакumuлюючі станції, зелені водневі сховища.
- Зберігають надлишок енергії (вдень від сонця) і віддають її в пікові години або при дефіциті.

6. Участь споживача (Demand Response та Prosumer)

- Споживачі можуть свідомо зменшувати навантаження в пікові години (наприклад, пральна машина запускається автоматично, коли в мережі надлишок дешевої енергії).
- Просюмери продають надлишки з власних сонячних панелей, отримуючи оплату або знижку на рахунок.

7. Кібербезпека та захист

- Smart Grid — це цифрова мережа, тому вимагає потужного захисту від кібератак (російські хакери неодноразово атакували українські енергокомпанії з 2015–2016 рр.).
- Використовуються шифрування, сегментація мереж, системи виявлення вторгнень (IDS/IPS).

Переваги Smart Grid для України в умовах війни (2025–2026 рр.)

- Значно вища стійкість: руйнування однієї лінії чи підстанції не призводить до каскадного відключення великої території.
- Швидке відновлення: автоматичне перенаправлення потоків зменшує час без світла з днів до годин.
- Зменшення дефіциту: інтеграція тисяч малих сонячних станцій і накопичувачів компенсує втрату великих ТЕС.
- Економія ресурсів: багатотарифний облік та Demand Response знижують пікове навантаження на 10–20 %.
- Інтеграція з Європою: двосторонній обмін з ENTSO-E стає ефективнішим (експорт надлишків ВДЕ, імпорт у кризу).
- Соціальний ефект: населення та громади стають активними учасниками системи, а не пасивними споживачами.

Практичні приклади впровадження в Україні

- Пілотні проєкти Smart Grid у Києві, Львові, Одесі, Харкові (розумні лічильники, автоматизовані підстанції).
- Децентралізовані системи в прифронтових громадах (сонячні панелі + акумулятори + генератори для лікарень, шкіл, водоканалів).
- Віртуальні електростанції (VPP) — пілотні проєкти ДТЕК та приватних компаній, що об'єднують домашні СЕС та батареї.
- Міжнародна допомога: постачання розумних лічильників, датчиків, програмного забезпечення від ЄС, США, Японії, Світового банку.

Майбутнє Smart Grid в Україні

До 2030 року планується встановити мільйони розумних лічильників, створити регіональні мікромережі, розгорнути промислові накопичувачі на 2–5 ГВт·год, запустити повноцінні віртуальні електростанції. До 2050 року Smart Grid стане основою кліматично нейтральної енергосистеми з часткою ВДЕ 50–70 %, де кожен будинок, громада та підприємство — активний учасник ринку енергії.

Smart Grid — це не просто модернізація проводів і трансформаторів, а нова філософія енергетики: від пасивного споживання до активної участі, від вразливості до стійкості, від залежності до незалежності. Саме ця технологія дозволяє Україні вистояти в умовах енергетичного терору та будувати енергетичне майбутнє, яке відповідає європейським стандартам і кліматичним цілям.

Ще одним ключовим інструментом стали **мікромережі** — невеликі автономні або напівавтономні енергосистеми на рівні громади, підприємства, лікарні чи військової частини. Вони включають сонячні панелі, вітрові турбіни, акумулятори, дизельні чи газові генератори й можуть працювати в «острівному режимі» — відключатися від центральної мережі при її руйнуванні та забезпечувати себе самостійно. Саме мікромережі сьогодні рятують критичну інфраструктуру в прифронтових регіонах, де центральне постачання ненадійне або відсутнє.

Доповнюють цю модель **віртуальні електростанції (Virtual Power Plants, VPP)**: програмне забезпечення та ІІ об'єднують тисячі розподілених джерел — домашні сонячні панелі, акумулятори, електромобілі — в одну «віртуальну станцію». Коли потрібно, система одночасно дає команду тисячам пристроїв віддавати енергію в мережу, створюючи ефект потужної ТЕС без спалювання палива та з мінімальною вразливістю.

Просюмери — споживачі-виробники — продають надлишки з власних установок, а технологія V2G перетворює електромобілі на мобільні накопичувачі: заряджаються вночі за низьким тарифом, віддають енергію назад у мережу під час вечірнього піку.

Зелений водень доповнює систему як довгострокове рішення для зберігання надлишків відновлюваної енергії: електроліз води за допомогою надлишкової сонячної чи вітрової генерації дає водень, який можна зберігати місяцями й використовувати взимку для виробництва електрики чи тепла. Україна має потенціал стати одним із головних постачальників «зеленого» водню для Європейського Союзу.

У підсумку, війна змусила Україну за кілька років пройти шлях, на який іншим країнам знадобилися б десятиліття. Децентралізація, Smart Grid, мікромережі, віртуальні електростанції, просюмери та накопичувачі не просто компенсують втрати — вони створюють нову парадигму енергетичної безпеки: від вразливої централізованої системи до стійкої, адаптивної, зеленої та цифрової мережі, де кожен будинок, громада й підприємство стає активним учасником енергетичного ринку. Саме ця модель дозволяє Україні не лише вистояти під ударами, а й будувати енергетичне майбутнє, яке відповідає європейським стандартам, кліматичним цілям і принципам енергетичної незалежності.

Висновки лекції.

Енергетична система України пройшла шлях від радянської централізованої моделі до європейської інтегрованої та децентралізованої. Війна стала каталізатором змін: відмова від російських енергоносіїв, синхронізація з Європою, масовий розвиток ВДЕ та розумних технологій. Майбутнє — це стійка, зелена, цифрова енергетика, де кожен будинок може стати частиною енергосистеми.

Лекція 2. Енергетична безпека України

План

1. Поняття енергетичної безпеки України
2. Сутність та основні поняття енергетичної безпеки
3. Головні цілі енергетичної безпеки України
4. Причини енергетичних проблем в Україні
5. Перспективи забезпечення енергетичної безпеки

1. Поняття енергетичної безпеки України

Енергетична безпека є однією з ключових складових національної безпеки будь-якої держави. Вона визначає здатність країни стабільно функціонувати, розвивати економіку, забезпечувати належний рівень життя населення та підтримувати обороноздатність. Для України проблема енергетичної безпеки особливо гостра через історичну залежність від імпортованих енергоресурсів, структурні проблеми паливно-енергетичного комплексу, а також повномасштабну війну з Російською Федерацією та курс на інтеграцію до ЄС.

Енергетична безпека розглядається як багаторівнева система, що поєднує економічні, політичні, соціальні, технологічні, екологічні та воєнні аспекти. Станом на 2026 рік ситуація залишається критичною через значні втрати генераційних потужностей та постійні загрози інфраструктурі.

Енергетична безпека — це стан захищеності держави, суспільства та економіки від загроз, пов'язаних із нестачею енергоресурсів, порушенням їх постачання, надмірною залежністю від зовнішніх джерел або негативним впливом енергетики на довкілля.

У ширшому розумінні це здатність держави: забезпечувати стабільне виробництво енергії; · гарантувати її безперебійне транспортування та розподіл; підтримувати економічно обґрунтований рівень цін; захищати енергетичну інфраструктуру від фізичних, техногенних, кібер- та воєнних загроз.

Для України енергетична безпека безпосередньо пов'язана з державним суверенітетом, оскільки енергоносії неодноразово використовувалися як інструмент політичного тиску.

2. Сутність та основні поняття енергетичної безпеки

Основні положення енергетичної безпеки України визначені в ключових стратегічних документах, зокрема в **Енергетичній стратегії України на період до 2050 року** (схвалена розпорядженням КМУ № 373-р від 21.04.2023), Стратегії енергетичної безпеки, а також у поточних планах стійкості, адаптованих до умов війни. Вони базуються на п'яти фундаментальних принципах, які забезпечують комплексний захист держави від енергетичних загроз. У 2026 році, на тлі триваючих масованих атак РФ на інфраструктуру (включаючи комбіновані ракетно-дронові удари в лютому 2026), ці принципи набувають критичного значення для виживання енергосистеми.

2.1 Безперебійність енергопостачання

Безперебійність є базовим і найважливішим принципом енергетичної безпеки. Вона передбачає постійне, стабільне та якісне забезпечення всіх категорій споживачів електричною енергією, теплом, природним газом та іншими видами палива незалежно від зовнішніх шоків, аварій, погодних умов чи воєнних дій.

У мирний час безперебійність забезпечувалася централізованою системою з великими ТЕС, АЕС та ГЕС. Однак з 2022 року, а особливо в зиму 2025–2026 рр., принцип зазнав серйозних випробувань: через масовані атаки втрачено понад 50–60% генераційних потужностей (зокрема, значна частина теплової генерації та підстанцій). Це призвело до систематичних графіків відключень, блекаутів у прифронтових та прикордонних регіонах (до 1 млн споживачів без світла в окремі дні грудня 2025 – січня 2026), а також до надзвичайного стану в енергетиці. У лютому 2026 року атаки продовжилися, спричинивши відключення в регіонах, включаючи Київ, Харків, Одесу, Сумську та інші області, з температурами до -20°C та нижче.

Для забезпечення безперебійності в умовах війни застосовуються:

- резервні потужності (мобільні газотурбінні установки, дизель-генератори);
- імпорт електроенергії з ЄС (максимальна потужність перетинів зросла завдяки синхронізації з ENTSO-E у 2022 р.);
- децентралізовані рішення: сонячні панелі з накопичувачами, когенераційні установки в громадах;
- оперативне реагування: аварійно-відновлювальні бригади працюють майже безперервно, попри ризики.

Порушення безперебійності безпосередньо впливає на економіку (зупинка промисловості), обороноздатність (енергозабезпечення ЗСУ) та життя населення (особливо в опалювальний період при -15...-20°C). Експерти прогнозують, що дефіцит потужностей може зберігатися у 2026–2027 рр. через ремонт АЕС, високе літнє споживання та продовження атак.

Таблиця 2.1. Динаміка втрат генераційних потужностей в Україні (орієнтовні дані на 2022–2026 рр.)

Період	Втрати потужностей (ГВт)	Основні причини втрат	Доступна потужність (ГВт)
Початок 2022	~0	—	~38
2022–2023	~19	Окупація Запорізької АЕС, перші атаки	~19
Весна 2024	Додаткові ~7	Масовані атаки на ТЕС та ГЕС	~12
2025 (після ремонтів)	Відновлено ~3–5	Ремонт та імпорт	~15–17
Зима 2025–2026	Додаткові втрати ~5–10	Атаки жовтня–лютого 2026	~12–14

Джерело: оцінки IEA, GDU, ENTSO-E (2025–2026).

2.2 Доступність енергетичних ресурсів

Доступність означає фізичну наявність енергоносіїв та їхню економічну прийнятність для населення, бізнесу та бюджетної сфери. Це ключ до запобігання **енергетичній бідності** — ситуації, коли домогосподарства витрачають понад 10–15% доходу на енергоносії.

В Україні проблема доступності загострюється через:

- високу енергоємність житлового фонду (старі багатоповерхівки з поганим утепленням);
- значні втрати в мережах (до 15–20% електроенергії та більше в тепломережах);
- нерівномірні доходи населення, особливо в регіонах.

Держава застосовує механізми пом'якшення:

- субсидії та пільги (понад 3 млн домогосподарств отримують допомогу);
- тарифне регулювання НКРЕКП (збалансування ринкових цін та соціальної складової);
- програми енергоефективності: Фонд енергоефективності, "теплі кредити", утеплення будинків.

У 2026 р. доступність погіршилася через зростання тарифів (необхідність покриття витрат на відновлення) та перебої, що змушують купувати генератори та паливо. Бізнес (особливо промисловість) зазнає значних збитків від відключень — у січні 2026 р. перебої з електрикою стали однією з топ-3 перешкод для роботи.

2.3 Енергетична незалежність

Енергетична незалежність — це мінімальна залежність від імпорту з недружніх країн та здатність задовольняти потреби переважно власними ресурсами або диверсифікованими надійними джерелами. Для України це стратегічний пріоритет, оскільки Росія десятиліттями використовувала енергоносії як зброю (газові війни 2006, 2009, ембарго після 2014).

Ключові напрями досягнення:

- нарощування власного видобутку газу та нафти (Укргазвидобування, приватні компанії);
- ефективне використання атомної енергетики (частка ~50–60% у структурі генерації; модернізація блоків, будівництво нових);
- зменшення імпорту (з 2014 р. припинено прямий імпорт газу з РФ; з 2022 — повна відмова від російських енергоносіїв);
- розвиток ВДЕ (сонце, вітер, біоенергія) як незалежних джерел.

У 2026 р. незалежність частково досягнута завдяки диверсифікації, але війна змушує імпортувати електроенергію та вугілля в критичні періоди.

Діаграма 1. Структура генерації електроенергії в Україні.

Частка відновлюваних джерел у структурі виробництва електроенергії в Україні у березні 2025 р. склала майже 9%. Про це повідомили джерела ExPro на ринку. Як вказують джерела ExPro, виробництво електроенергії з ВДЕ у березні 2025 р. зросло на 1,5% у порівнянні з аналогічним періодом 2024-го року.

Частка АЕС, ТЕС та ТЕЦ. Найбільшу частку у структурі генерації і надалі займають АЕС, 52%. Частка ТЕС та ТЕЦ становить 32%.



2.4 Диверсифікація джерел та маршрутів постачання

Диверсифікація — це використання множинних джерел енергії, постачальників, технологій та транспортних шляхів для зниження ризиків монозалежності. Це один із трьох ключових принципів нової доктрини енергобезпеки.

Досягнення України:

- газ: імпорт з ЄС (Польща, Словаччина, Угорщина), використання ПСГ для зберігання;
- електроенергія: синхронізація з ENTSO-E (2022), імпорт з Польщі, Румунії, Словаччини;
- ВДЕ: швидке нарощування розподілених потужностей (сонячні та вітрові установки в громадах);
- маршрути: Вертикальний газовий коридор, потенціал нафтопроводу Броди–Адамово.

Диверсифікація стабілізує ціни, підвищує гнучкість та знижує вразливість до атак на окремі об'єкти.

2.5 Стійкість та захищеність енергетичної інфраструктури

Стійкість — здатність системи витримувати, адаптуватися та швидко відновлюватися після криз, аварій, надзвичайних ситуацій та воєнних дій. У 2026 р. це найактуальніше положення через постійні атаки (наприклад, комбіновані удари 22 лютого 2026 р. по кількох регіонах).

Компоненти стійкості:

- фізичний захист: ППО навколо ключових об'єктів, укриття обладнання;
- кібербезпека: захист від хакерських атак (російські кібероперації проти енергетики);
- децентралізація: перехід від централізованої моделі до розподілених систем (малі ВДЕ, накопичувачі енергії, когенерація);
- резервне живлення: генератори, батареї, альтернативні джерела тепла (дрова, твердопаливні котли);
- регіональні плани стійкості: розробка ОВА з Міненерго, Мінрозвитку (захист, альтернативні джерела, розподілена генерація).

Міжнародна підтримка (ЄБРР, США, ЄС, Велика Британія, ІСА) спрямована саме на посилення стійкості: постачання обладнання, фінансування відновлення, партнерства для модернізації мереж.

Ці п'ять положень формують основу енергетичної безпеки України в умовах гібридної війни, де енергетика стала фронтом. Їх реалізація вимагає системних реформ, інвестицій та міжнародної солідарності для переходу до децентралізованої, зеленої та стійкої енергосистеми.

3. Головні цілі енергетичної безпеки України

Головною метою енергетичної безпеки України є створення умов для **стабільного, сталого та безпечного розвитку держави** в усіх її аспектах — економічному, соціальному, оборонному та екологічному. Це означає забезпечення надійного, доступного та екологічно прийняттого енергопостачання для населення, бізнесу, критичної інфраструктури та Збройних Сил України навіть в умовах зовнішньої агресії, кризових ситуацій та глобальних викликів.

Цілі сформульовані в ключових стратегічних документах: **Енергетичній стратегії України на період до 2050 року** (схвалена розпорядженням КМУ № 373-р від 21.04.2023), **Стратегії енергетичної безпеки** (до 2025 року, з оновленнями), **Національному плані дій з відновлюваної енергетики до 2030 року**, **Національно визначеному внеску (НВВ)** до Паризької угоди та **Плані з енергетики та клімату (NECP, оновлений у 2024–2025 рр.)**. У 2025–2026 роках, на тлі війни, акцент зміщується на стійкість, швидке відновлення та посилення незалежності, але довгострокові цілі залишаються незмінними — зелений перехід, інтеграція до ЄС та перетворення України на **енергетичний хаб Європи**.

Основні цілі (розширені з урахуванням поточного контексту):

• **Зниження енергоємності економіки та підвищення її конкурентоспроможності** Україна має одну з найвищих енергоємностей ВВП у Європі (в 2–3 рази вище середньоєвропейського рівня). Зниження енергоємності на 30–50 % до 2030–2050 рр. є пріоритетом для зменшення витрат бізнесу, підвищення продуктивності та залучення інвестицій. Це досягається через енергоефективність у промисловості, будівництві, транспорті та житловому фонді (програми Фонду енергоефективності, "теплі кредити",

термомодернізація). У воєнний час це також означає зменшення залежності від імпорту та полегшення проходження зимових періодів з дефіцитом потужностей.

· **Гарантування функціонування Збройних Сил і критичної інфраструктури** Енергетика — стратегічна галузь для оборони. Ціль — забезпечити безперебійне живлення військових об'єктів, систем ППО, зв'язку, логістики та критичної інфраструктури (лікарні, водопостачання, транспорт). У 2025–2026 рр. це реалізується через децентралізацію (малі генератори, ВДЕ в громадах), резервні потужності, ППО навколо ключових об'єктів та імпорт з ЄС. Стратегія передбачає створення стійкої системи, здатної працювати в умовах масованих атак.

· **Запобігання енергетичній бідності та соціальній напрузі** Енергетична бідність — коли понад 10–15 % доходу домогосподарства йде на енергоносії. В умовах війни та зростання тарифів це загострюється. Ціль — зберегти доступність енергії для вразливих верств через субсидії (понад 2,7–3 млн домогосподарств у 2026 р.), фіксовані ціни для населення (продовжено до 2026 р.), програми підтримки ОСББ, допомогу на генератори та тверде паливо. У 2026 р. уряд готує пакет "зимової підтримки" для гарантії тепла та світла навіть при дефіциті.

· **Зменшення негативного впливу на довкілля та перехід до кліматичної нейтральності** Україна зобов'язана за Паризькою угодою та Угодою про асоціацію з ЄС. Ключові індикатори з Енергетичної стратегії до 2050 року:

- наближення до кліматичної нейтральності енергетичного сектору до 2050 р. (зближення до 2060 р. за деякими сценаріями);

- максимальне скорочення використання вугілля (відмова від вугілля до 2035 р.);

- частка ВДЕ у валовому кінцевому споживанні — 27 % до 2030 р.;

- частка ВДЕ у первинному постачанні — до 70 % до 2050 р.;

- скорочення викидів ПГ на 65 % до 2030 р. порівняно з 1990 р. (оновлений НВВ).

Це передбачає розвиток ВДЕ (сонце, вітер, біоенергія, гідро), атомної енергетики, накопичувачів енергії, водню та біометану.

· **Досягнення енергетичної незалежності та інтеграція до європейського енергетичного простору** Незалежність — мінімальна залежність від недружніх постачальників (повна відмова від російських енергоносіїв з 2022 р.). Ціль — покриття власних потреб власним видобутком (газ до 26+ млрд м³ до 2050 р.), атомною та ВДЕ. Інтеграція: синхронізація з ENTSO-E (з 2022 р.), поглиблення ринків електроенергії та газу з ЄС, участь у "Вертикальному газовому коридорі", експорт чистої енергії. Україна позиціонується як майбутній енергетичний хаб Європи, що допоможе ЄС позбутися російських енергоносіїв.

Додаткові ключові цілі з Енергетичної стратегії до 2050 року

- Оновлення та модернізація інфраструктури (децентралізація, автоматизація, нові технології: малі модульні реактори, energy storage до 38 ГВт).

- Розвиток внутрішніх ринків та їх інтеграція з ЄС.

- Забезпечення сектору власними ресурсами на економічно доцільній основі.

- Розвиток інновацій (водень, біометан, офшорна вітроенергетика).

- Посилення стійкості системи до криз (План стійкості, регіональні плани).

У 2025–2026 рр. реалізація цілей ускладнена війною, але міжнародна підтримка (МЕА, ЄС, ЄБРР, США) фокусується саме на них: відновлення з акцентом на "зелений" перехід, стійкість та інтеграцію. Досягнення цих цілей дозволить Україні стати енергетично незалежною, кліматично нейтральною та ключовим гравцем у європейській "зеленій" енергетиці.

4. Причини енергетичних проблем в Україні

Енергетичні проблеми України мають глибоко комплексний і багаторівневий характер. Вони сформувалися під впливом історичних, структурних, економічних, технологічних та воєнно-політичних факторів, які накопичувалися десятиліттями, але досягли критичної межі в умовах повномасштабної війни з Російською Федерацією (з лютого 2022 року). Станом на лютий 2026 року ситуація залишається однією з найскладніших за весь період незалежності: доступна генераційна потужність становить близько 11–14 ГВт (проти довоєнних ~33–38 ГВт), що призводить до систематичних відключень, дефіциту в 7–12 % (а в пікові періоди зими — до 50 % необхідної потужності) та надзвичайного стану в енергетиці.

Ось основні причини, розширені з урахуванням поточного стану (2025–2026 рр.):

- **Спадщина радянської централізованої системи та історична залежність від РФ** Енергетична система України успадкована від СРСР: вона була побудована як єдина централізована мережа з великими потужностями (ТЕС, ГЕС, АЕС), орієнтована на постачання з Росії (газ, нафта, вугілля). До 2014 року понад 80 % імпорту газу та значна частина вугілля надходили з РФ, що робило Україну вразливою до політичного тиску (газові кризи 2006, 2009 рр.). Після 2014 року залежність зменшилася, але повна відмова від російських енергоносіїв відбулася лише з 2022 року. Централізована структура (великі вузли генерації та передачі)

виявилася надзвичайно вразливою до точкових атак — руйнування одного-двох ключових об'єктів (підстанцій, ТЕС) призводить до каскадних відключень у регіонах.

• **Значний знос обладнання та високі втрати в мережах** Більшість основних фондів (ТЕС, трансформатори, лінії передачі) експлуатуються 40–60 років. Середній знос обладнання перевищує 60–70 %. Технічні втрати в мережах становлять 12–20 % (електроенергія) та до 30–40 % (тепло в мережах). Це призводить до неефективного використання ресурсів, частих аварій навіть без зовнішніх ударів та ускладнює відновлення після пошкоджень.

• **Хронічний дефіцит інвестицій** До 2022 року галузь страждала від хронічного недофінансування: державні підприємства (як "Центренерго", "Укргідроенерго") накопичували борги, а тарифи не покривали реальних витрат. Після початку війни інвестиції в модернізацію та захист практично зупинилися. Навіть міжнародна допомога (Фонд підтримки енергетики, ЄБРР, США, ЄС) надходить повільно через бюрократію, корупційні скандали (наприклад, "Міндічгейт" 2024–2025 рр., що призвів до блокування частини фінансування) та пріоритет на військові потреби. Загальні збитки енергетичній інфраструктурі перевищили \$20 млрд (за даними 2025 р.), а на відновлення потрібно десятки мільярдів.

• **Низька енергоефективність економіки та житлового фонду** Енергоємність ВВП України в 2–3 рази вища за середньоєвропейську. Житловий фонд (особливо багатопверхівки 1960–1980-х рр.) має погану теплоізоляцію, що призводить до величезних втрат тепла взимку. Під час похолодань (–15...–20 °С у січні–лютому 2026 р.) попит на електроенергію та тепло різко зростає, посилюючи дефіцит. Програми енергоефективності ("теплі кредити", Фонд енергоефективності) працюють, але їх масштаб недостатній для швидкого ефекту.

• **Восні руйнування та масовані атаки на інфраструктуру** Це головна та безпосередня причина кризи 2025–2026 рр. З 2022 року Росія систематично атакує енергетичні об'єкти як частину гібридної війни та енергетичного терору.

- Окупація Запорізької АЕС (6 ГВт, ~25 % довоєнної генерації).
- Повне знищення Каховської ГЕС (2023).
- Масовані удари: у 2025 році зафіксовано понад 1225 атак (більше, ніж за попередні три роки разом), включаючи рекордні комбіновані удари (сотні дронів + ракети).
- Втрати: понад 50–70 % загальної генераційної потужності (з 33,7 ГВт до ~11–14 ГВт станом на січень–лютий 2026 р.).
 - Теплова генерація: втрачено 67–90 % (ТЕС майже повністю зруйновані або пошкоджені).
 - Гідроенергетика: пошкоджено/зруйновано 40–50 %.
 - Газовидобуток: втрачено ~40 % потужностей (атаки на родовища та інфраструктуру).
- З жовтня 2025 по січень 2026 р. втрачено додаткові 8,5–9 ГВт, що призвело до рекордного дефіциту, блекаутів (до кількох днів без світла в регіонах), відключень для мільйонів споживачів та надзвичайного стану.

Додаткові посилювальні фактори (2025–2026 рр.)

- Зміна тактики РФ: фокус на тепловій генерації та газовій інфраструктурі для максимального впливу на цивільне населення взимку.
- Погодні умови: суворі зими з температурами до –20 °С збільшують попит.
- Внутрішні проблеми: боргова криза на ринку електроенергії (борги "Укренерго" та учасників ринку сягають десятків мільярдів грн), затримки в відновленні через брак обладнання та фінансування.
- Зростання попиту: електрифікація опалення, робота бізнесу на генераторах, ІТ-сектор.

У підсумку, воєнні атаки є безпосередньою причиною гострої кризи, але без вирішення системних проблем (знос, централізація, низька ефективність, інвестиції) відновлення буде повільним і вразливим. Перехід до децентралізованої, розподіленої генерації (ВДЕ, накопичувачі, малі модульні реактори) та посилення захисту — ключові напрями для подолання цих причин у довгостроковій перспективі.

5. Перспективи забезпечення енергетичної безпеки

Енергетична безпека України є комплексною та багатовимірною категорією, що охоплює економічні, політичні, соціальні, технологічні, екологічні та воєнні аспекти розвитку держави. Вона становить невід'ємну складову національної безпеки, основу стійкості економіки, обороноздатності та забезпечення гідного рівня життя населення. У лекції ми розглянули, що енергетична безпека — це не лише відсутність дефіциту ресурсів, а й здатність системи витримувати зовнішні шоки, швидко відновлюватися та розвиватися відповідно до сучасних викликів.

Станом на лютий 2026 року ситуація в енергетичному секторі залишається надзвичайно складною через триваючі масовані атаки РФ на інфраструктуру (понад 1200 атак тільки за 2025 рік). Втрачено 50–70 %

генераційних потужностей, дефіцит електроенергії сягає 7–12 % (у пікові періоди — до 50 %), застосовуються графіки відключень, а енергетика фактично стала фронтом гібридної війни. Водночас війна прискорила ключові процеси: повну відмову від російських енергоносіїв, синхронізацію з ENTSO-E (2022), активний розвиток розподіленої генерації та залучення масштабної міжнародної допомоги (обладнання з європейських ТЕС, фінансування від ЄС, США, ЄБРР, Японії).

- Енергетична безпека — це динамічний стан, який вимагає постійного балансу між **безперебійністю, доступністю, незалежністю, диверсифікацією та стійкістю**.
- Історична централізована радянська модель виявилася вкрай вразливою в умовах сучасної війни.
- Воєнні руйнування лише загострили системні проблеми (знос 60–70 %, висока енергоємність, дефіцит інвестицій), але не стали єдиною причиною кризи.
- Стратегічні документи (Енергетична стратегія до 2050 року, Національний план дій з ВДЕ до 2030, Довгострокова стратегія низьковуглецевого розвитку до 2050) дають чіткий і реалістичний вектор розвитку.

Перспективи забезпечення енергетичної безпеки поділяються на три горизонти:

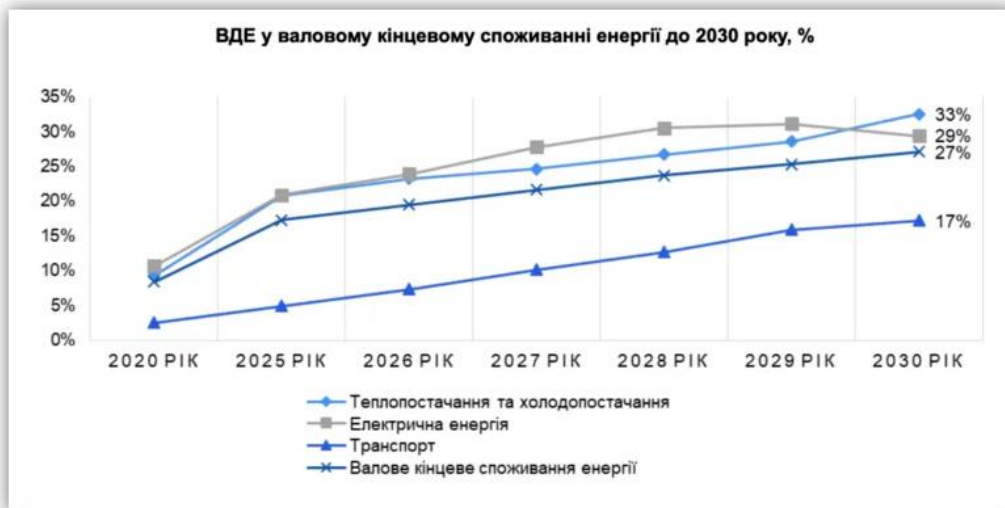
1. **Короткострокові (2026–2027 роки)** Пріоритет — виживання системи взимку та підготовка до наступного опалювального сезону. Очікується збереження дефіциту через ремонти АЕС та можливі нові атаки. Ключові заходи:

- масове розгортання розподіленої генерації (сонячні станції з накопичувачами, когенерація в громадах, мобільні генератори);
- посилення фізичного захисту та ППО критичних об'єктів;
- імпорт обладнання з ЄС (турбіни, трансформатори з виведених ТЕС Європи);
- регіональні плани стійкості та «зимові пакети» підтримки населення. За оцінками експертів, 2026 рік стане роком «відновлення без блекаутів», якщо темпи ремонтів і допомоги збережуть поточний рівень.



2. **Середньострокові (до 2030 року)** Реалізація цілей Енергетичної стратегії:

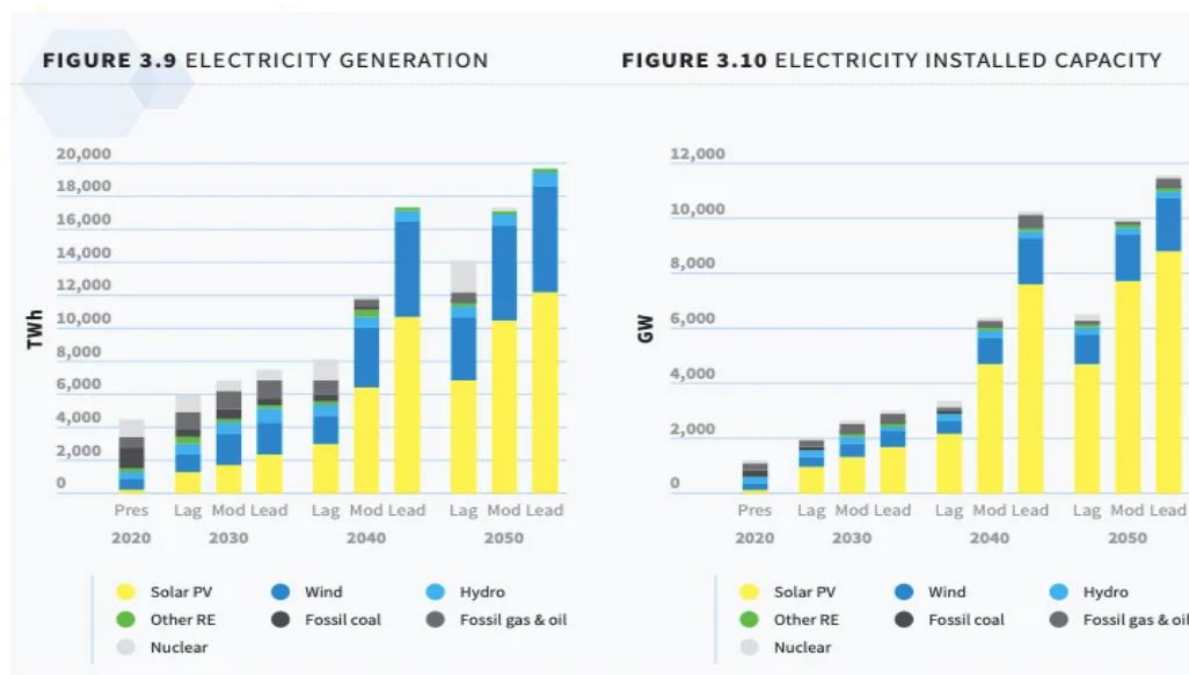
- частка ВДЕ у валовому кінцевому споживанні — 27 %;
- значне скорочення використання вугілля;
- модернізація мереж, децентралізація, розвиток накопичувачів енергії. Україна має всі шанси стати регіональним лідером «зеленої» енергетики завдяки потужному потенціалу сонця, вітру та біоенергії.



Новий план: як Україна планує досягти 27% ВДЕ до 2030 року

3. Довгострокові (до 2050 року) Україна трансформується в енергетичний хаб Європи — надійного постачальника чистої енергії для ЄС. Основні індикатори:

- кліматична нейтральність енергетичного сектору (або максимальне наближення до неї);
- частка ВДЕ у первинному постачанні — **70 %**;
- повна інтеграція ринків електроенергії та газу з ЄС;
- розвиток водневої економіки, офшорної вітроенергетики, малих модульних реакторів. отужності вітрової генерації планується наростити до 140 ГВт, сонячної — до 94 ГВт.



Таблиця 2.2. Ключові індикатори Енергетичної стратегії України до 2050 року

Показник	2030 рік	2050 рік
Частка ВДЕ у кінцевому споживанні	27 %	—

Показник	2030 рік	2050 рік
Частка ВДЕ у первинному постачанні	—	70 %
Кліматична нейтральність енергосектору	—	Максимальне наближення
Скорочення викидів ПГ (від 1990 р.)	≥ 65 %	Нетто-нуль (NZE-сценарій)
Відмова від вугілля	Максимальне скорочення	Повна (до 2035–2040)

Для досягнення цих перспектив необхідні:

- системні реформи та антикорупційні заходи;
- залучення приватних і міжнародних інвестицій (потрібно понад \$383 млрд до 2050);
- активна участь громад, бізнесу та науки;
- посилення міжнародної солідарності (ЄС, США, G7, MEA).

Підсумок: Незважаючи на жорстокі випробування війни, Україна має потужний потенціал стати енергетично незалежною, кліматично відповідальною та стратегічно важливою державою Європи. Реалізація Енергетичної стратегії до 2050 року перетворить енергетичну безпеку з проблеми на конкурентну перевагу. Це вимагає консолідації зусиль держави, суспільства, бізнесу та міжнародних партнерів. Майбутнє енергетики України — це децентралізована, «зелена», стійка та інтегрована в європейський простір система, яка забезпечить не лише безпеку, а й процвітання наступних поколінь.

Успішне забезпечення енергетичної безпеки — це запорука перемоги, відновлення та європейського майбутнього України!

Лекція 3. Правові взаємовідносини учасників енергозабезпечення України в контексті використання поновлюваних джерел енергії (ВДЕ)

План

6. Значення правового регулювання енергозабезпечення з ВДЕ в Україні
7. Нормативно-правова база та основні принципи ринку електроенергії
8. Учасники ринку електроенергії та їх правовий статус
9. Договірні та організаційні форми взаємовідносин між учасниками
10. Механізми державної підтримки ВДЕ: еволюція від «зеленого» тарифу до аукціонів
11. Удосконалення «зелених» аукціонів у 2026 році (Закон № 13219)
12. Порівняння українського механізму підтримки ВДЕ з практикою Європейського Союзу
13. Екологічні та стратегічні аспекти правового регулювання
14. Висновки та перспективи розвитку

1. Вступ. Значення правового регулювання енергозабезпечення з ВДЕ в Україні

Правові взаємовідносини учасників енергозабезпечення України в контексті використання поновлюваних джерел енергії формують основу сучасного конкурентного ринку електроенергії, який з 2022 року інтегрується з європейським енергетичним простором ENTSO-E. Вони спрямовані на балансування інтересів виробників, постачальників, операторів систем, споживачів та держави з урахуванням пріоритету екологічної безпеки, зменшення викидів парникових газів і досягнення кліматичної нейтральності до 2050 року, як це визначено в Енергетичній стратегії України на період до 2050 року, схваленій розпорядженням Кабінету Міністрів України від 21 квітня 2023 року № 373-р.

2. Нормативно-правова база та основні принципи ринку електроенергії

Основні принципи функціонування ринку закріплені в Законі України «Про ринок електричної енергії» від 13 квітня 2017 року № 2019-VIII (з урахуванням змін станом на 2026 рік, зокрема Законом № 4695-IX). Ці принципи включають недискримінаційність, прозорість, конкуренцію, захист прав споживачів та екологічну безпеку. Закон України «Про альтернативні джерела енергії» від 20 лютого 2003 року № 555-IV доповнює

регулювання, визначаючи ВДЕ як пріоритетний напрямок, що сприяє зменшенню залежності від імпорту вихопного палива та негативного впливу на довкілля.

Реформа ринку електроенергії 2017–2019 років запровадила сегментовану структуру: ринок двосторонніх договорів, ринок «на добу наперед» та внутрішньодобовий ринок, балансує ринок і роздрібний ринок. Особливе місце посідають механізми підтримки ВДЕ, серед яких раніше діяв «зелений» тариф, а згодом — ринкова премія, аукціони та гарантії походження. Держава через Гарантованого покупця (ДП «Гарантований покупець», яке в грудні 2025 року перетворено на акціонерне товариство з 100% державною власністю) забезпечує купівлю енергії від ВДЕ, формує балансує групу для ВДЕ та продає її на ринку, беручи на себе частину відповідальності за небаланс.

Таблиця 1. Основні сегменти ринку електроенергії в Україні (з 2019 року)

Сегмент ринку	Опис	Учасники, які найчастіше беруть участь	Роль у підтримці ВДЕ
Ринок двосторонніх договорів	Прямі контракти між виробником і покупцем	Виробники, постачальники, трейдери	Основний канал продажу надлишків ВДЕ
Ринок «на добу наперед» (РДН)	Аукціони за день до постачання	Оператор ринку, Гарантований покупець	Продаж енергії ВДЕ після балансування
Внутрішньодобовий ринок (ВДР)	Корекція графіків протягом доби	Виробники, ОСП	Балансування відхилень ВДЕ
Балансує ринок	Врегулювання небалансів системи	ОСП (Укренерго), Гарантований покупець	Фінансова відповідальність за небаланси ВДЕ
Роздрібний ринок	Постачання кінцевим споживачам	Постачальники, активні споживачі	Самовиробництво та продаж надлишків

3. Учасники ринку електроенергії та їх правовий статус

До ключових учасників ринку належать виробники електроенергії (у тому числі з ВДЕ), електропостачальники (універсальні, постачальники «останньої надії», трейдери), оператор системи передачі (НЕК «Укренерго»), оператори систем розподілу (обленерго), оператор ринку, Гарантований покупець, споживачі (побутові, малі непобутові, активні споживачі з власною генерацією ВДЕ до 150 кВт), агрегатори, оператори зберігання енергії та адміністратори комерційного обліку. Усі вони підлягають ліцензуванню або реєстрації Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), яка виконує функції регулятора, затверджує правила, тарифи, здійснює моніторинг і застосовує санкції.

Виробники ВДЕ мають право на пріоритетну диспетчеризацію, продаж енергії за механізмами підтримки (ринкова премія, «зелений» тариф для певних об'єктів до 2030 року), отримання гарантій походження та спрощене приєднання (особливо для потужностей до 50 кВт). Водночас вони зобов'язані надавати достовірні дані, дотримуватися графіків виробництва, брати участь у балансуванні (через Гарантованого покупця або самостійно) та виконувати екологічні вимоги. Гарантований покупець купує всю вироблену енергію з ВДЕ, формує балансує групу, компенсує небаланси та продає енергію на ринку, забезпечуючи стабільність розрахунків.

Оператор системи передачі та оператори систем розподілу забезпечують недискримінаційний доступ до мереж, розвиток інфраструктури, диспетчеризацію та балансування системи. Вони укладають публічні договори на передачу та розподіл, стягують плату за послуги та зобов'язані враховувати розподілену генерацію ВДЕ при плануванні. Споживачі, зокрема активні, мають право вільно обирати постачальника (зміна можлива за три тижні), отримувати енергію належної якості, встановлювати власні установки ВДЕ, продавати надлишки, брати участь в агрегації та отримувати гарантії походження.

Таблиця 2. Ключові учасники ринку та їх основні права/обов'язки

Учасник	Основні права	Основні обов'язки	Ліцензування / Реєстрація
Виробник ВДЕ	Пріоритетна диспетчеризація, продаж за премією, гарантії походження	Надання графіків, участь у балансуванні, екологічні норми	Ліцензія НКРЕКП
Гарантований покупець	Купівля всієї ВДЕ, формування балансує групи	Компенсація небалансів, продаж на ринку	Державне підприємство
Оператор системи передачі (Укренерго)	Диспетчеризація, доступ до мереж	Недискримінаційний доступ, балансування системи	Ліцензія НКРЕКП

Учасник	Основні права	Основні обов'язки	Ліцензування / Реєстрація
Активний споживач	Самовиробництво, продаж надлишків, агрегація	Дотримання технічних умов, оплата послуг	Реєстрація (до 150 кВт)
НКРЕКП	Затвердження правил, тарифів, моніторинг	Контроль, санкції	Регулятор

Виробники ВДЕ мають особливі привілеї (пріоритет диспетчеризації), але й додаткові обов'язки з балансування. Гарантований покупець та НКРЕКП — це ключові державні інструменти підтримки та контролю за виконанням правил щодо ВДЕ

4. Договірні та організаційні форми взаємовідносин між учасниками

Взаємовідносини між учасниками будуються переважно на договірній основі: двосторонні договори, договори постачання, про врегулювання небалансів, приєднання, передачу та розподіл. Правила ринку, Кодекс системи передачі, Кодекс систем розподілу та Кодекс комерційного обліку, затверджені НКРЕКП, регулюють реєстрацію, подання графіків, розрахунки та відповідальність за небаланси. Для ВДЕ характерні спеціальні відносини: договір купівлі-продажу з Гарантованим покупцем, участь у балансуєчій групі, спрощене приєднання розподіленої генерації, отримання гарантій походження через реєстр оператора ринку.

5. Механізми державної підтримки ВДЕ: еволюція від «зеленого» тарифу до аукціонів.

Важливим ринковим механізмом державної підтримки є аукціони з розподілу квот підтримки виробництва електроенергії з ВДЕ («зелені аукціони»), запроваджені для переходу від фіксованого «зеленого» тарифу до конкурентних ринково-орієнтованих інструментів відповідно до вимог ЄС щодо державної допомоги. Пілотні аукціони розпочалися у 2024–2025 роках. У 2025 році Кабінет Міністрів України встановив загальну квоту підтримки на рівні 330 МВт (250 МВт — для вітрових, 33 МВт — для сонячних електростанцій на лівому березі Дніпра, 47 МВт — для інших видів ВДЕ, зокрема малої гідро- та біоенергетики). Перші три аукціони (березень — сонячні 33 МВт, квітень — вітрові 100 МВт, травень — інші 47 МВт) не відбулися через відсутність учасників. Єдиним успішним став аукціон у липні 2025 року на 150 МВт вітрових потужностей, переможцем якого стала компанія ДТЕК «Тилігульська ВЕС» (підтримка надана на 120 МВт, тобто 80% від запропонованої потужності). Граничні цінові пропозиції становили 8 євроцентів/кВт·год для сонячних і вітрових та 12 євроцентів/кВт·год для інших ВДЕ (знижено з 9 євроцентів з 2025 року).

Механізм підтримки на аукціонах спочатку передбачав двосторонні контракти на різницю (CfD): Гарантований покупець компенсує різницю між аукціонною ціною та ринковою, а виробник повертає надлишок при високих ринкових цінах. Учасники повинні надавати банківські гарантії (5 тис. євро/МВт для участі, 15 тис. євро/МВт для виконання), дотримуватися строків будівництва (18 місяців для сонячних, 36 — для інших) та мінімальної частки виробництва за квотою (10%). Низька зацікавленість інвесторів у 2025 році була зумовлена воєнними ризиками, боргами ринку, жорсткістю двостороннього CfD та нестабільністю платежів.

Таблиця 3. Результати «зелених» аукціонів в Україні (2025 рік)

Дата аукціону	Тип ВДЕ	Квота (МВт)	Переможець / Результат	Причина відсутності учасників (якщо не відбувся)
Березень 2025	Сонячні (лівий берег)	33	Не відбувся	Відсутність заявок
Квітень 2025	Вітрові	100	Не відбувся	Відсутність заявок
Травень 2025	Інші ВДЕ	47	Не відбувся	Відсутність заявок
Липень 2025	Вітрові	150	ДТЕК «Тилігульська ВЕС» (120 МВт)	Успішний аукціон

Таблиця ілюструє початковий етап запровадження аукціонів у 2025 році. Три з чотирьох аукціонів не відбулися через високі ризики (війна, борги ринку, жорсткі умови). Успішний аукціон ДТЕК показав, що за правильних умов (велика квота, надійний інвестор) механізм працює, але потребує суттєвого вдосконалення.

6. Удосконалення «зелених» аукціонів у 2026 році (Закон № 13219)

10 лютого 2026 року Верховна Рада України ухвалила Закон № 13219 «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо удосконалення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії».

Цей закон істотно вдосконалив механізм: продовжив дію «зелених» аукціонів до 31 грудня 2034 року (замість 2030); до кінця 2029 року запровадив односторонню ринкову премію («чисту премію») — виробники продають електроенергію самостійно на ринку, а держава компенсує лише різницю при падінні ринкової ціни нижче аукціонної (без зворотних платежів); після 2029 року повертається двосторонній CfD. Знижено фінансові гарантії до 10 тис. євро/МВт, дозволено фінансове забезпечення замість лише банківського, зменшено мінімальну квоту виробництва до 5%, збільшено допустиме відхилення потужності до 10%, продовжено строки будівництва під час воєнного стану (до 42 місяців для несонячних), запроваджено кабельне пулінг для систем накопичення енергії, спрощено підключення для біомаси/біогазу та удосконалено систему гарантій походження (строк погашення скорочено до 12 місяців).

Квоти на 2026–2029 роки передбачено на рівні 340–400 МВт щороку з можливістю збільшення. Ці зміни значно підвищують привабливість аукціонів для інвесторів і відповідають рекомендаціям Європейської бізнес-асоціації та міжнародних партнерів.

Таблиця 4. Порівняння механізмів підтримки ВДЕ до і після Закону № 13219 (2026)

Параметр	До 2026 року (двосторонній CfD)	Після 2026 року (до 2029 — одностороння премія)
Тип премії	Двостороння (зворотні платежі)	Одностороння («чиста премія»)
Фінансові гарантії	5 тис. + 15 тис. євро/МВт	Знижено до 10 тис. євро/МВт
Мінімальна частка виробництва	10% від квоти	Знижено до 5%
Допустиме відхилення потужності	Жорстке	До 10%
Строк будівництва	18–36 місяців	До 42 місяців під час воєнного стану
Строк дії аукціонів	До 2030 року	Продовжено до 31 грудня 2034 року
Кабельне пулінг для накопичувачів	Відсутній	Дозволено

Таблиця демонструє, як Закон № 13219 від лютого 2026 року зробив механізм аукціонів значно привабливішим для інвесторів: знижено фінансові та технічні бар'єри, введено односторонню премію (без зворотних платежів до 2029 року), продовжено строки дії та дозволено поєднання з накопичувачами. Це відповідь на невдачі 2025 року та наближення до європейських стандартів

7. Порівняння українського механізму підтримки ВДЕ з практикою Європейського Союзу.

Порівняння з енергетичною політикою Європейського Союзу демонструє високий ступінь гармонізації українського законодавства. У ЄС відповідно до Директив RED II та RED III (2018/2001) та Рамкових правил державної допомоги 2014/2022 рр. більшість країн перейшли від фіксованих feed-in tariff (FIT) до конкурентних аукціонів ще у 2014–2018 роках: Німеччина проводить технологічно-специфічні аукціони за EEG, Великобританія — Contracts for Difference (CfD) з аукціонів strike price, Франція, Іспанія, Польща — комбінацію feed-in premium (FiP) та CfD. Це дозволило знизити вартість підтримки на 30–70% порівняно з FIT завдяки конкуренції. Україна, аналогічно, замінила щедрий «зелений» тариф (2010–2020 рр.) на аукціони та премію/CfD, що повністю відповідає *acquis communautaire* у сфері енергетики та клімату.

Відмінності зумовлені воєнним станом: ЄС має стабільні фінанси, розвинуту мережу та де-ризикінг через фонди (наприклад, Innovation Fund), тоді як Україна стикається з високими ризиками, пошкодженнями мереж і боргами ринку, тому реформи 2026 року зробили механізм більш привабливим (одностороння премія, гнучкіші гарантії, швидше підключення — 6–10 місяців проти 7–12 років у ЄС). Позитивним є те, що Україна вже має де-ризикінгові інструменти з EBRD та ЄС (Ukraine Renewable Energy Risk Mitigation Mechanism на 1 ГВт), швидше впровадження децентралізованої генерації та потенціал експорту «зеленої» енергії до ЄС у рамках REPowerEU. Гармонізація дозволяє Україні залучати європейське фінансування, брати участь у спільних проектах та досягати цілей NECP (27% ВДЕ у споживанні до 2030 року).

Таблиця 5. Порівняння механізмів підтримки ВДЕ: Україна vs ЄС (2025–2026 роки)

Параметр	Україна (після реформи 2026)	ЄС (середній стан, 2024–2026)
Основний механізм	Одностороння премія → двосторонній CfD	Аукціони CfD / feed-in premium
Перехід від FIT	2020–2025 → аукціони з 2025	2014–2018
Зниження вартості підтримки	Очікується 30–50%	30–70% порівняно з FIT
Фінансові гарантії	10 тис. євро/МВт	5–20 тис. євро/МВт
Де-ризикінг	EBRD, ЄС, Ukraine RERMM (1 ГВт)	Innovation Fund, гарантії держав

Параметр	Україна (після реформи 2026)	ЄС (середній стан, 2024–2026)
Строк підключення	6–10 місяців (спрощено)	7–12 років
Ризики для інвесторів	Високі (війна, борги ринку)	Низькі

Україна швидко гармонізує своє законодавство з ЄС: перейшла на аукціони та премію/CfD, досягає подібного зниження вартості підтримки. Водночас через війну та борги ринку ризики вищі, а строки підключення коротші завдяки спрощеним процедурам. Це створює можливості для залучення європейського фінансування та експорту «зеленої» енергії.

8. Екологічні та стратегічні аспекти правового регулювання.

Екологічний аспект правового регулювання ВДЕ в Україні закріплений у низці ключових документів і спрямований на зменшення негативного впливу енергетики на довкілля, скорочення викидів парникових газів (ПГ), підвищення адаптивності до зміни клімату та забезпечення стійкості енергосистеми.

Закон України «Про альтернативні джерела енергії» (№ 555-IV) визначає ВДЕ як інструмент зменшення залежності від викопного палива, запобігання зміні клімату та покращення стану довкілля. Закон «Про основні засади державної кліматичної політики» (прийнятий у 2024 році) встановлює амбітну довгострокову ціль — досягнення кліматичної нейтральності до 2050 року, з проміжним скороченням викидів ПГ на 65% до 2030 року порівняно з 1990 роком. Це відповідає Паризькій угоді, Угоді про асоціацію з ЄС та Регламенту ЄС № 2018/1999 про управління Енергетичним Союзом.

Енергетична стратегія України на період до 2050 року (схвалена розпорядженням КМУ № 373-р від 21.04.2023) визначає місію створення умов для сталого розвитку через доступ до надійних джерел енергії та максимальне наближення енергетичного сектору до кліматичної нейтральності. Ключові принципи: економічна обґрунтованість, екологічність, доступність, соціальна справедливість та ринковість.

Стратегія передбачає:

- досягнення кліматичної нейтральності енергетичного сектору до 2050 року (а для економіки в цілому — до 2060 року);
- збільшення частки ВДЕ до 27% у валовому кінцевому споживанні енергії до 2030 року та до 70% у первинному постачанні енергії до 2050 року;
- розвиток децентралізованої генерації на базі ВДЕ (мала розподілена генерація на рівні домогосподарств, малих підприємств, біоенергетика, біогаз, біопаливо);
- впровадження технологій зберігання енергії, «розумних» мереж та інтеграцію ВДЕ для забезпечення стабільності системи;
- посилення енергетичної стійкості через децентралізацію, що особливо актуально в умовах воєнних ризиків (розподілена генерація менш вразлива до централізованих атак);
- адаптаційні заходи: перехід на ВДЕ зменшує споживання води порівняно з традиційними джерелами, сприяє адаптації до посух та повеней.

Стратегія передбачає повну відмову від викопного палива в довгостроковій перспективі, модернізацію інфраструктури, розвиток біоенергетики та низьковуглецевих технологій (водень, малі модульні реактори). Екологічні вимоги включають моніторинг викидів ПГ (Закон «Про засади моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів» від 2019 року), гарантії походження для «зеленої» енергії та інтеграцію екологічних норм ЄС.

Правове регулювання стимулює децентралізацію для підвищення стійкості: спрощене приєднання малих установок ВДЕ, підтримка активних споживачів, агрегаторів та систем накопичення. Це відповідає цілям Національного плану з енергетики та клімату (НПЕК) до 2030 року та Довгострокової стратегії низьковуглецевого розвитку.

15. Висновки та перспективи розвитку.

Правові взаємовідносини учасників енергозабезпечення України створюють конкурентний, прозорий та екологічно орієнтований ринок, що сприяє переходу до домінування поновлюваних джерел. Основні виклики: забезпечення балансування нестабільної генерації ВДЕ, повна інтеграція з ЄС, захист прав споживачів, децентралізація, підвищення привабливості аукціонів для інвесторів у воєнний час, подолання боргів ринку та ризиків.

Перспективи розвитку пов'язані з подальшим вдосконаленням законодавства відповідно до *acquis* ЄС, розширенням квот «зелених» аукціонів, розвитком ринкових механізмів (прямі РРА, гарантії походження для експорту), де-ризикінгом через міжнародні фонди (EBRD, ЄС, Ukraine RERMM), впровадженням водневої стратегії, накопичувачів та децентралізованої генерації. Реформи 2026 року (Закон № 13219) є важливим кроком до європейської інтеграції та відновлення енергетичної безпеки.

Стратегічна мета — досягнення кліматичної нейтральності енергетичного сектору до 2050 року, з часткою ВДЕ до 70% у первинному постачанні, посиленням стійкості через децентралізацію та зменшенням залежності від імпорту викопного палива. Це забезпечить не лише екологічну безпеку, але й економічну конкурентоспроможність та соціальну справедливість у перехідний період.

Лекція 4. Організаційно-технічні основи забезпечення підприємств енергоресурсами

План:

1. Значення організаційно-технічних основ та нормативна база;
2. Організаційна структура енергетичного господарства та системи енергетичного менеджменту;
3. Енергетичний аудит: методологія, етапи та практичне застосування;
4. Організаційно-технічні заходи енергозбереження, впровадження ВДЕ на підприємствах та перспективи.

1. Значення організаційно-технічних основ та нормативна база

Організаційно-технічні основи забезпечення підприємств енергоресурсами — це комплекс заходів з планування, обліку, контролю та оптимізації використання ПЕР для зниження енергоємності виробництва, зменшення витрат і підвищення конкурентоспроможності.

В умовах зростання тарифів, воєнних ризиків та інтеграції з ЄС ці основи стають обов'язковими для стійкості підприємств.

Основна нормативна база:

- Закон України «Про енергетичну ефективність» від 21.10.2021 № 1818-IX
- Постанова КМУ № 1460 від 23.12.2021 «Про впровадження систем енергетичного менеджменту»
- ДСТУ ISO 50001:2020 «Системи енергетичного менеджменту»
- Національний план дій з енергоефективності до 2030 року

Ці документи встановлюють обов'язок для великих підприємств впроваджувати системний підхід до енергозбереження та гармонізують українське законодавство з Директивою ЄС 2012/27/ЄС.

2. Організаційна структура енергетичного господарства та системи енергетичного менеджменту

Організаційна структура енергетичного господарства підприємства — це чітко визначена система управління енергетичними ресурсами, яка забезпечує ефективне постачання, розподіл, облік, контроль і раціональне використання всіх видів паливно-енергетичних ресурсів (електроенергія, тепло, газ, стиснене повітря, вода, паливо тощо).

На більшості середніх і великих підприємств (особливо промислових) створюється спеціалізований підрозділ — **енергетична служба** (або відділ головного енергетика). Цей підрозділ підпорядковується безпосередньо заступнику директора з виробництва або технічному директору. У його складі зазвичай працюють:

- головний енергетик (або енергоменеджер) — відповідає за всю енергетичну політику підприємства;
- інженери-енергетики за напрямками (електрик, теплотехнік, газовик, водопровідник, спеціаліст з компресорних установок);
- техніки та майстри з експлуатації та ремонту енергетичного обладнання;
- оператори котельень, компресорних станцій, трансформаторних підстанцій;
- лаборанти або спеціалісти з вимірювальної техніки (для обліку та контролю).

На невеликих підприємствах функції енергетичної служби може виконувати один енергоменеджер або навіть суміщати обов'язки начальник виробництва / механік.

З 2022 року в Україні для підприємств, що споживають понад 5000 тонн умовного палива на рік (або еквівалентно великим споживачам), введено обов'язкове впровадження **системи енергетичного менеджменту (СЕНМ)** відповідно до Постанови КМУ № 1460 та ДСТУ ISO 50001:2020.

СЕНМ - це не просто відділ, а **системний підхід** до управління енергією, побудований за принципом постійного покращення (цикл PDCA: Plan — Do — Check — Act).

Як виглядає організаційна реалізація СЕНМ на підприємстві:

- Керівництво підприємства офіційно затверджує енергетичну політику — документ, де декларуються зобов'язання щодо постійного підвищення енергоефективності, скорочення витрат і зменшення впливу на довкілля.
- Призначається відповідальна особа — енергоменеджер (або робоча група з енергоменеджменту), яка має повноваження та ресурси для впровадження заходів.
- Проводиться визначення базового рівня енергоефективності (EnPI — Energy Performance Indicators) — розрахунок поточного споживання ПЕР на одиницю продукції або на 1 грн виручки.
- Формується енергетична команда — міжфункціональна група, до якої входять представники виробництва, ремонту, фінансів, закупівель, охорони праці та екології.
- Розробляється план енергозбереження на 3–5 років із чіткими цілями (наприклад, зменшити питоме споживання електроенергії на 12 % за 3 роки), заходами, термінами, відповідальними та джерелами фінансування.

- Проводиться регулярний моніторинг і вимірювання — щомісячний/щоквартальний аналіз відхилень від плану, внутрішні аудити раз на рік.
- Щорічно проводиться перегляд та коригування системи: аналіз досягнутих результатів, оновлення цілей, внесення змін до політики та плану.

Переваги такої структури та СЕнМ:

- системне зниження витрат на енергоносії (зазвичай 5–20 % на рік без великих інвестицій);
- підвищення надійності енергопостачання;
- підготовка до обов'язкового енергетичного аудиту;
- можливість отримання державної підтримки, грантів ЄС та пільгових кредитів на енергоефективні проекти;
- відповідність вимогам європейських партнерів при експорті продукції.

Таким чином, організаційна структура енергетичного господарства та впроваджена система енергетичного менеджменту перетворюють енергетику з «витратної» статті на інструмент підвищення конкурентоспроможності та стійкості підприємства.

3. Енергетичний аудит: методологія, етапи та практичне застосування

Енергетичний аудит є ключовим інструментом для виявлення резервів економії паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) на підприємстві. Він являє собою систематичне, незалежне та документально оформлене обстеження використання енергії, яке дозволяє визначити фактичний стан енергоспоживання, виявити неефективні процеси, втрати енергії та запропонувати конкретні заходи з їх усунення. Методологія енергетичного аудиту в Україні базується на ДСТУ ISO 50002:2020 «Енергетичний аудит. Вимоги та настанови щодо проведення», а також на рекомендаціях Держенергоефективності та європейських стандартах (EN 16247).

Енергетичний аудит поділяється на три основні типи залежно від глибини та обсягу робіт:

- Простий (експрес-аудит) — проводиться за 1–3 дні, включає візуальний огляд обладнання, аналіз рахунків за енергоносії за останній рік, оцінку основних джерел втрат (освітлення, вентиляція, опалення). Підходить для невеликих підприємств або швидкої оцінки потенціалу економії (орієнтовно 5–10 %).

- Попередній (місцевий) аудит — триває 1–2 тижні, передбачає вибіркові інструментальні вимірювання (тепловізор, аналізатор якості електроенергії, витратоміри), побудову енергетичного балансу за основними споживачами. Економічний ефект зазвичай становить 10–20 %.

- Комплексний (детальний) енергетичний аудит — найглибший вид, триває від 1 до 3 місяців (залежно від розміру підприємства). Включає повний аналіз усіх енергоносіїв, детальне моделювання енергоспоживання, тепловізійне обстеження, вимірювання втрат у мережах, оцінку технологічних процесів і обладнання. Результат — економія 20–40 % і більше, а також енергетичний паспорт підприємства.

Детальні етапи комплексного енергетичного аудиту:

1. Підготовчий етап.

Укладається договір з аудитором, збираються первинні дані: рахунки за електроенергію, тепло, газ, воду, стиснене повітря за останні 3 роки; технологічні схеми виробництва; паспорти основного енергетичного обладнання; дані про виробництво продукції; структура витрат на ПЕР. Проводиться попередня зустріч з керівництвом та енергоменеджером для визначення пріоритетів.

2. Етап обстеження об'єкта.

Аудитори проводять натурне обстеження: візуальний огляд котелень, трансформаторних підстанцій, компресорних станцій, систем опалення, вентиляції, кондиціонування, освітлення, технологічного обладнання. Виконуються інструментальні вимірювання: тепловізійне обстеження (виявлення теплових втрат), вимірювання якості електроенергії (коефіцієнт потужності, гармоніки), контроль витрат стисненого повітря (витоки), вимірювання освітленості, температури, тиску в системах. Фіксуються режими роботи обладнання, час простоїв, неефективні практики.

3. Етап аналізу даних.

Побудовується енергетичний баланс підприємства (скільки енергії надходить, скільки витрачається на кожен процес, скільки втрачається). Розраховуються питомі показники (кВт·год/т продукції, Гкал/м² тощо). Виявляються основні джерела втрат: наприклад, 30–50 % втрат тепла в парових системах через конденсат, 20–40 % електроенергії в системах вентиляції через відсутність частотного регулювання, 10–30 % стисненого повітря через витоки. Проводиться порівняння з галузевими нормами та кращими практиками.

4. Розробка рекомендацій.

Формується перелік заходів, ранжованих за критерієм «вартість впровадження – обсяг економії – термін окупності». Заходи поділяються на:

- безвитратні та маловитратні (організаційні: нормування, навчання, усунення витоків);
- середньовитратні (технічні: частотні перетворювачі, LED-освітлення);
- капіталомісткі (реконструкція котелень, встановлення ВДЕ, когенерація).

Для кожного заходу розраховується економічний ефект, термін окупності (проста та дисконтована), вплив на викиди CO₂.

5. Підготовка звіту та енергетичного паспорта.

Звіт містить: опис підприємства, енергетичний баланс, виявлені втрати, перелік заходів з розрахунками, рекомендації щодо пріоритетів впровадження, графічні матеріали (тепловізійні знімки, діаграми). Енергетичний паспорт підприємства — це офіційний документ, який подається до Держенергоефективності (для великих споживачів) і є основою для подальшого моніторингу.

6. Контроль впровадження (опціонально).

Аудитор може супроводжувати реалізацію заходів: контроль монтажу, перевірка досягнутих показників, коригування плану.

Практичний приклад.

На цукровому заводі комплексний аудит виявив втрати 32 % тепла в парових мережах через відсутність конденсатопроводів, 38 % електроенергії на насосах через неефективні двигуни та 22 % стисненого повітря через витоки. Рекомендовані заходи (ізоляція трубопроводів, частотні перетворювачі, ремонт компресорів, встановлення сонячної станції 400 кВт) дозволили заощадити 2,7 млн грн на рік при загальних інвестиціях 8,4 млн грн (окупність 3,1 року). Після впровадження питоме споживання електроенергії знизилося на 18 %, а викиди CO₂ — на 420 т/рік.

Енергетичний аудит не є разовою акцією — це основа для постійного покращення енергоефективності, впровадження СЕнМ та переходу до використання ВДЕ на підприємстві. Він дозволяє не лише економити кошти, але й підвищувати екологічну стійкість та конкурентоспроможність підприємства в умовах європейської інтеграції.

4. Організаційно-технічні заходи енергозбереження, специфіка агросектору, впровадження ВДЕ та перспективи

Організаційно-технічні заходи з енергозбереження спрямовані на максимальне скорочення витрат паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) без зниження продуктивності та якості продукції. Вони поділяються на дві основні категорії: організаційні (швидкі, низьковитратні або безвитратні) та технічні (інвестиційні, з високим потенціалом економії). Усі заходи мають бути пріоритизовані за принципом «найбільша економія при найменших витратах і найкоротшому терміні окупності».

Організаційні заходи (реалізуються швидко, часто без інвестицій)

- Встановлення чітких норм витрат ПЕР на одиницю продукції (кВт·год/т, Гкал/м³ тощо) з щомісячним контролем виконання.
- Точний облік і щоденний моніторинг споживання всіх енергоносіїв за допомогою лічильників та автоматизованих систем обліку енергоресурсів (АСКОЕ).
- Регулярне навчання персоналу: семінари з енергозбереження, інструктажі з правильної експлуатації обладнання, кампанії «виключи — зекономи».
- Оптимізація режимів роботи обладнання: виключення простоїв на холостому ходу, перенесення енергоємних процесів на нічні години (де діє диференційований тариф).
- Мотиваційні програми: преміювання працівників і підрозділів за досягнення економії понад норму.
- Заборона неефективних практик: використання електрообігрівачів, надмірне освітлення в неробочий час, витікання стисненого повітря.

Ці заходи дають ефект уже в перші 3–6 місяців і часто забезпечують економію 5–15 % без капіталовкладень.

Технічні заходи (вимагають інвестицій, але дають найбільшу економію)

- Заміна традиційного освітлення на LED-лампи та світильники з датчиками руху/освітленості — економія 50–80 % електроенергії на освітлення.
- Встановлення частотно-регульованих приводів (ЧРП) на насосах, вентиляторах, компресорах — економія 20–60 % електроенергії залежно від режиму.
- Рекуперація тепла: теплообмінники в системах вентиляції, утилізація тепла відхідних газів, використання теплових насосів для опалення та гарячого водопостачання.
- Усунення витоків стисненого повітря: ремонт трубопроводів, заміна ущільнень, встановлення швидкоз'єднань — економія 20–50 %.
- Модернізація котелень: перехід на конденсаційні котли, автоматизація горіння, якісна ізоляція трубопроводів, заміна парових систем на гарячу воду.
- Термоізоляція трубопроводів, ємностей, обладнання — зменшення теплових втрат на 30–70 %.

Специфіка енергозбереження в агросекторі Агропромисловий комплекс України є одним з найбільших споживачів енергії в країні: сушіння зерна, опалення теплиць і тваринницьких приміщень, доїння, вентиляція ферм, зрошення, переробка продукції. Тут потенціал економії особливо високий — до 30–50 % за рахунок спеціалізованих заходів. Сучасні системи крапельного поливу та автоматизованого зрошення з датчиками вологості ґрунту — зниження витрат електроенергії на насоси на 30–50 %. Енергоефективні зерносушарки з рекуперацією тепла та автоматизованим регулюванням температури — економія газу або електроенергії на 20–40 %. Теплоізоляція теплиць (подвійна плівка, термоекрани) та тваринницьких комплексів — зменшення витрат на опалення на 30–60 %. Використання теплових насосів для опалення ферм, теплиць і сушарень — коефіцієнт перетворення 3–5. Перехід на LED-освітлення в птахівництві, молочному скотарстві та тепличному

господарстві — економія 60–80 %. Автоматизація доїльних залів і систем вентиляції — зниження електроспоживання на 15–30 %.

Ці заходи дозволяють агропідприємствам зменшувати енергетичні витрати на 15–35 %, підвищувати стійкість до енергокриз та знижувати собівартість продукції.

Впровадження поновлюваних джерел енергії (ВДЕ) на підприємствах, з детальним акцентом на біогазові установки ВДЕ стають стратегічним напрямком для забезпечення енергонезалежності підприємств, особливо в агросекторі, де є велика кількість органічних відходів.

Біогазові установки — найперспективніше рішення для агробізнесу Біогазові комплекси перетворюють органічні відходи (гній великої рогатої худоби, свинини, птишиний послід, силос кукурудзи, солому, жом, барду, відходи переробки) на біогаз, електроенергію, тепло та високоякісні органічні добрива (дигестат).

Як працює біогазова установка У герметичних метантенках (реакторах) при температурі 35–55 °C відбувається анаеробне бродіння біомаси бактеріями. Вироблений біогаз (55–70 % метану) очищається від сірководню та вологи, після чого:

- спалюється в когенераційній установці для одночасного виробництва електроенергії та тепла (ККД до 85–90 %);
- або очищається до біометану (96–99 % метану) і закачується в газотранспортну систему для продажу або використання як паливо для транспорту (Bio-LNG).

Типи біогазових установок в Україні

- Фермерські (потужність 0,1–1 МВт) — на гноївці та силосі.
- Промислові (3–15 МВт) — на відходах птахофабрик, цукрових заводів, молокозаводів.
- Біометанові — з повним очищенням газу для експорту до ЄС.

Реальні приклади впровадження в Україні (2025–2026 роки)

- МНР (Миронівський хлібопродукт) — кілька біогазових комплексів на птициних фермах, експорт біометану до ЄС.
- Vitagro — перша компанія, що експортує біометан через газотранспортну систему.
- Astarta — біогазові станції на цукрових заводах і фермах.
- «Панда» (Черкащина) — 7,5 МВт на жомі, мелясі та силосі.
- Korsun Eco Energo — потужні комплекси 7–12 МВт.

Переваги біогазових установок для агропідприємств

- Повне використання власних відходів → закритий цикл виробництва.
- Покриття 50–100 % власних потреб в електроенергії та теплі.
- Додатковий дохід від продажу надлишкової електроенергії, тепла, біометану та дигестату (як органічне добриво).
- Значне скорочення викидів парникових газів (до 90 % на тону перероблених відходів).
- Окупність 5–8 років завдяки державній підтримці («зелена» премія, гранти ЄС, пільгові кредити ЄБРР, KfW, USAID).

Інші ВДЕ на підприємствах

- Сонячні електростанції на дахах і територіях (окупність 4–7 років).
- Теплові насоси для опалення та гарячого водопостачання.
- Сонячні колектори для нагріву води.
- Когенерація на біомасі та соломі.

Перспективи розвитку До 2030 року в Україні планується: обов'язкове впровадження СЕНМ для більшості середніх і великих підприємств; значне зростання частки ВДЕ в агросекторі (ціль — 25–30 % власного виробництва енергії); розвиток біометану як експортного товару до ЄС; цифровізація енергетичного обліку (IoT, AI для прогнозування); державні програми декарбонізації з грантами та субсидіями; перехід до зеленої промисловості та агровиробництва з нульовими викидами до 2050 року.

Організаційно-технічні заходи разом із впровадженням ВДЕ перетворюють енергетику підприємства з витратної статті на джерело економії, додаткового доходу, екологічної стійкості та конкурентних переваг на внутрішньому та європейському ринках.

Висновок: Організаційно-технічні основи забезпечення підприємств енергоресурсами становлять фундаментальний інструмент підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів в умовах сучасних економічних, енергетичних та екологічних викликів України. Системний підхід, що поєднує точний облік, енергетичний менеджмент за стандартом ISO 50001, обов'язковий енергетичний аудит та впровадження організаційно-технічних заходів, дозволяє підприємствам будь-якої галузі, зокрема агросектору, досягати економії 15–40 % витрат на енергоносії без втрати продуктивності.

Енергетичний аудит виступає центральним елементом цього процесу: від простого експрес-обстеження до комплексного аналізу з інструментальними вимірюваннями та енергетичним балансом він виявляє приховані втрати (до 40 % енергії), дає обґрунтовані рекомендації та стає основою для довгострокового планування. Організаційні заходи (нормування, навчання персоналу, мотивація, оптимізація режимів) забезпечують

швидкий ефект з мінімальними витратами, тоді як технічні рішення (LED-освітлення, частотні приводи, рекуперація тепла, усунення витоків стисненого повітря) дають стійку економію в середньо- та довгостроковій перспективі.

Особливе значення ці основи мають для агросектору — одного з найбільших споживачів енергії в Україні. Специфіка галузі (сушіння зерна, опалення теплиць і ферм, зрошення, вентиляція) дозволяє досягати значної економії завдяки енергоефективним зерносушаркам, крапельному поливу, теплоізоляції приміщень та тепловим насосам. Водночас агросектор володіє величезним потенціалом для виробництва власної енергії з відновлюваних джерел, насамперед через біогазові установки. Переробка органічних відходів (гною, посліду, силосу, жому, барди) у біогаз, електроенергію, тепло та біометан не лише забезпечує енергонезалежність (покриття 50–100 % потреб), але й створює додатковий дохід від продажу надлишків, дигестату як добрива та експорту біометану до ЄС. Реальні проекти компаній МНР, Vitagro, Astarta, «Панда» та інших демонструють, що біогазові комплекси окупуються за 5–8 років і значно знижують викиди парникових газів.

Загалом організаційно-технічні заходи разом із впровадженням систем енергетичного менеджменту та ВДЕ перетворюють енергетику з витратної статті на стратегічний ресурс підприємства. Вони сприяють зниженню собівартості продукції, підвищенню конкурентоспроможності на внутрішньому та європейському ринках, зменшенню залежності від імпорту викопного палива та досягненню цілей декарбонізації. У перспективі до 2030–2050 років обов'язкове впровадження СЕНМ, цифровізація обліку, державні гранти, пільгові кредити та розвиток біометану дозволять агросектору та промисловості України стати важливим елементом зеленої економіки Європи, забезпечуючи енергетичну безпеку, екологічну стійкість та економічне зростання країни.

Лекція 5. Тема: Організація обліку споживання енергоресурсів.

План лекції:

1. Юридичне оформлення відповідальних за споживання та облік енергоресурсів на підприємстві.
2. Технічні засоби обліку енергоресурсів (енергоспоживання). Вимоги до їх конструкції та технічного стану, умов монтажу. Перевірка засобів обліку енергоспоживання.
3. Порядок документування та оформлення результатів обліку енергоресурсів на підприємствах. Межа розподілу відповідальності постачальника та споживача.

1. Юридичне оформлення відповідальних за споживання та облік енергоресурсів на підприємстві.

Енергоустановки споживачів мають бути забезпечені необхідними засобами обліку енергії для розрахунків за спожиту енергію. Приєднання та підключення до мереж електропередавальної організації споживачів, що не забезпечені розрахунковими засобами обліку, забороняється. Кожна тарифна група споживачів має бути забезпечена окремими розрахунковими **засобами обліку**.

Однією із умов укладання договору на енергопостачання між енергопостачальною організацією та споживачем є внутрішній наказ споживача про призначення осіб, відповідальних за електрогосподарство та дотримання споживачем умов договорів на постачання енергоресурсів. У цьому або окремому наказі призначається відповідальна особа за дотримання умов договору щодо споживання та обліку енергоресурсів на підприємстві. У загальному випадку ця особа є працівником енергетичної служби підприємства, має відповідну освіту та є інженерно-технічним працівником.

На таку особу покладаються такі обов'язки:

- нагляд за дотриманням умов знаходження та експлуатації приладів обліку;
- нагляд за справністю приладів обліку, опломбуванням приладів;
- своєчасна перевірка приладів обліку;
- своєчасне зняття показань приладів обліку;
- організація доступу до приладів обліку представника постачальника енергоресурсів та контролюючих організацій;

- нагляд за дотриманням режиму енергоспоживання та його граничних величин;
- нагляд за значенням показників якості електричної та теплової енергії;
- оперативне спілкування з персоналом енергопостачальних організацій;
- аналіз енергоспоживання;
- підготовка пропозицій керівництву щодо постачання та використання енергоресурсів.

Разом із виконанням зазначених обов'язків такій особі надаються певні права:

- давати приписи працівникам енергоспоживаючих підрозділів щодо ефективного використання енергоресурсів;
- давати вказівки щодо зміни графіків енерговикористання;
- давати вказівки щодо підтримки умов експлуатації енергетичного обладнання тощо.

Зазначені обов'язки та права фіксуються у посадовій інструкції такого працівника, яка вводиться в дію наказом по підприємству. Працівник повинен бути ознайомлений з інструкцією та мати її на робочому місці.

2 Технічні засоби обліку. Вимоги до їх конструкції та технічного стану, умов монтажу. Перевірка засобів обліку енергоспоживання

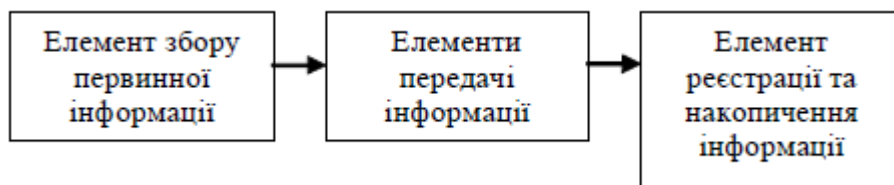
Технічні засоби обліку енергоресурсів, що використовуються як розрахункові, за конструкцією застосовують такі методи вимірювання витрат:

- змінний перепад тиску на звужувальному пристрої;
- вихрові;
- тахометричні;
- силовий тощо.

Крім того, серед методів, прийнятих для виміру витрат рідин, використовується також ультразвуковий та електромагнітний.

Зважаючи на те, що прилади та методи обліку дуже чутливі до збурювань різного роду, їх монтаж та місце установки регламентуються певними правилами.

У загальному вигляді структуру конструкції приладів обліку можна зобразити так:



Кожен тип приладів обліку має відповідати нормативним документам за його конструкцією та точністю вимірів.

Одним з основних показників якості таких приладів є спроможність приладу зберігати свої первинні властивості впродовж якомога більшого періоду часу у зазначених умовах експлуатації.

У зв'язку з тим, що кожен такий прилад має окремий діапазон вимірювання (що залежить від його конструкції), вибір та монтаж устаткування вузла обліку виконується на підставі проекту, що розробляється відповідно до вимог правил та нормативних документів.

Вузол обліку споживання енергоресурсу, прилади обліку повинні розміщуватися у місцях вільного доступу обслуговуючого персоналу та уповноважених працівників енергопостачальних організацій для отримання інформації та можливості контролю і перевірки їх роботи.

Для розрахунків за електроенергію мають використовуватися багатотарифні або одностарифні засоби обліку.

Прилади обліку, що застосовуються при розрахунках за спожиті енергоресурси, повинні бути внесені до Державного реєстру засобів вимірювальної техніки, допущених до застосування в Україні.

Останнім часом поширилися системи одержання, збору та обробки інформації, що дозволяють реалізувати облік енергоресурсів практично у режимі реального часу.

Вимірювальні системи, що забезпечують збір, обробку, зберігання та передачу інформації про використання або виробництво енергоресурсів, одержали назву АСКОЕ (автоматизовані системи комерційного обліку енергоресурсів), структурна схема якої однієї з них зображена на рис. 4.2.

Конструктивно підсистема збору первинної інформації АСКОЕ включає первинні перетворювачі, що заміряють параметри витрат, тиску, температури тощо.

Підсистема середнього рівня реалізована у вигляді контролерів. Підсистема верхнього рівня являє собою спеціалізований обчислювальний комплекс з відповідним програмним забезпеченням. Обмін інформацією між підсистемами нижнього і середнього рівнів відбувається через вимірювальні канали. Обмін інформацією між підсистемами середнього та верхнього рівнів відбувається через канали зв'язку. Каналами зв'язку можуть бути дротові лінії зв'язку, виділені телефонні канали, радіоканали зв'язку.

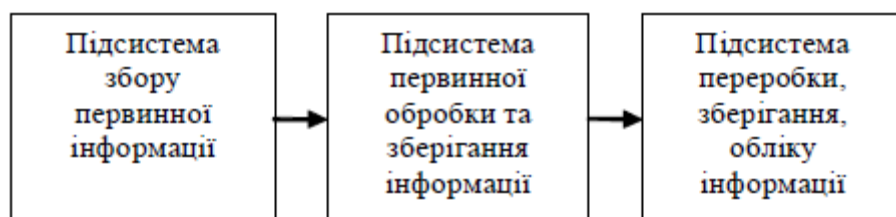


Рисунок 4.2 – Структурна схема АСКОЕ

Каналами зв'язку можуть бути дротові лінії зв'язку, виділені телефонні канали, радіоканали зв'язку.

У разі виникнення зустрічного перетікання електричної енергії з мереж споживача в мережі електропередавальної організації необхідно встановлювати як розрахункові, так і технічні засоби обліку електричної енергії для окремого обліку перетікання активної та реактивної енергії в обох напрямках.

Для визначення придатності обліку засобів обліку споживання енергоресурсів до застосування проводиться їх перевірка. Для засобів обліку, за вимірами яких проводяться розрахунки за спожиті енергоресурси, в обов'язковому порядку проводиться перевірка відповідними державними органами.

Перевірка проводиться у терміни, що встановлюються органами Держстандарту України.

3 Порядок документування та оформлення результатів обліку енергоресурсів на підприємствах.

Межа розподілу відповідальності постачальника та споживача

На підприємствах проводиться облік енергоресурсів згідно з прийнятим керівництвом підприємства регламентом. У залежності від обсягу, графіку енергоспоживання, ступеня автоматизації регулювання споживання та його обліку може бути така фіксація обсягу споживання:

- щогодинна;
- щодобова;
- щомісячна.

Як вже зазначалося раніше, комерційний облік використання енергоресурсів проводиться приладами, які допущені технічними умовами вузла обліку та Державним реєстром засобів вимірювальної техніки до використання в Україні.

На підприємстві, за підписом керівника підприємства, оформляється наказ, що призначає відповідальну особу за проведення обліку спожитих енергоресурсів.

У відповідності з особливостями підприємства це може бути черговий персонал (начальник зміни чергового персоналу на насосній станції або черговий, начальник зміни електричної підстанції тощо).

Фіксація обсягів енергоспоживання може проводитися у журналі, комп'ютером тощо. Фіксація обсягів енергоспоживання проводиться з фіксацією параметрів виконавчих механізмів. Наприклад, на насосних станціях фіксують кількість електроенергії, спожитої насосним агрегатом за годину, обсяг перекачаної рідини насосним агрегатом за годину, фіксують тиск у мережі, на яку працює насосний агрегат. Комплекс параметрів і режимів роботи електромеханічних агрегатів необхідно фіксувати для діагностики роботи агрегатів та аналізу енерговикористання у технологічному процесі.

Межа експлуатаційної відповідальності між споживачем та електропостачальною організацією за стан та обслуговування суміжних електроустановок фіксується в акті розмежування балансової належності електроустановок і експлуатаційної відповідальності сторін.

Як межа експлуатаційної відповідальності між споживачем та електропередавальною організацією встановлюється відповідно до пунктів 3.2, 3.3, 3.4 Правил користування електричною енергією від 31.07.1996 р., № 22.

За межу балансової та експлуатаційної відповідальності в системах подачі тепла береться зовнішня поверхня стіни теплової камери в бік споживача, в якій установлені засувки на відгалуження до споживача по ходу гарячого теплоносія, який належить енергопостачальній організації (у разі влаштування наземної та естакадної прокладки зовнішньої тепломережі - 500 мм після засувки в бік споживача).

Лекція 6. Тема: Система оперативного управління електро-, тепло-, газопостачання підприємств.

План лекції:

1. Організація диспетчеризації підприємств.
2. Організація взаємовідносин з енергопостачальними підприємствами.

1 Організація диспетчеризації підприємств.

Розглянемо схему управління технологічними лініями підприємства та схему забезпечення енергоресурсами цих технологічних ліній (рис. 5.1).

Використовуваними енергоресурсами є електроенергія, газ, тепло, вода.

Керування технологічним процесом підприємства здійснюють персонал виробничо-диспетчерської служби та черговий персонал ліній.

Черговий персонал енергопостачальних підрозділів працює у рамках регламенту енергоспоживання, що регулюється договорами з енергопостачання та режимом енерго-постачальної організації. Персонал енергопостачальних підрозділів підприємства в першу чергу виконує вказівки енергопостачальної організації, якщо це відповідає умовам договору енергопостачання та ситуації, що складається у загальних мережах енергопостачання (аварійні відключення, перевитрати тощо).

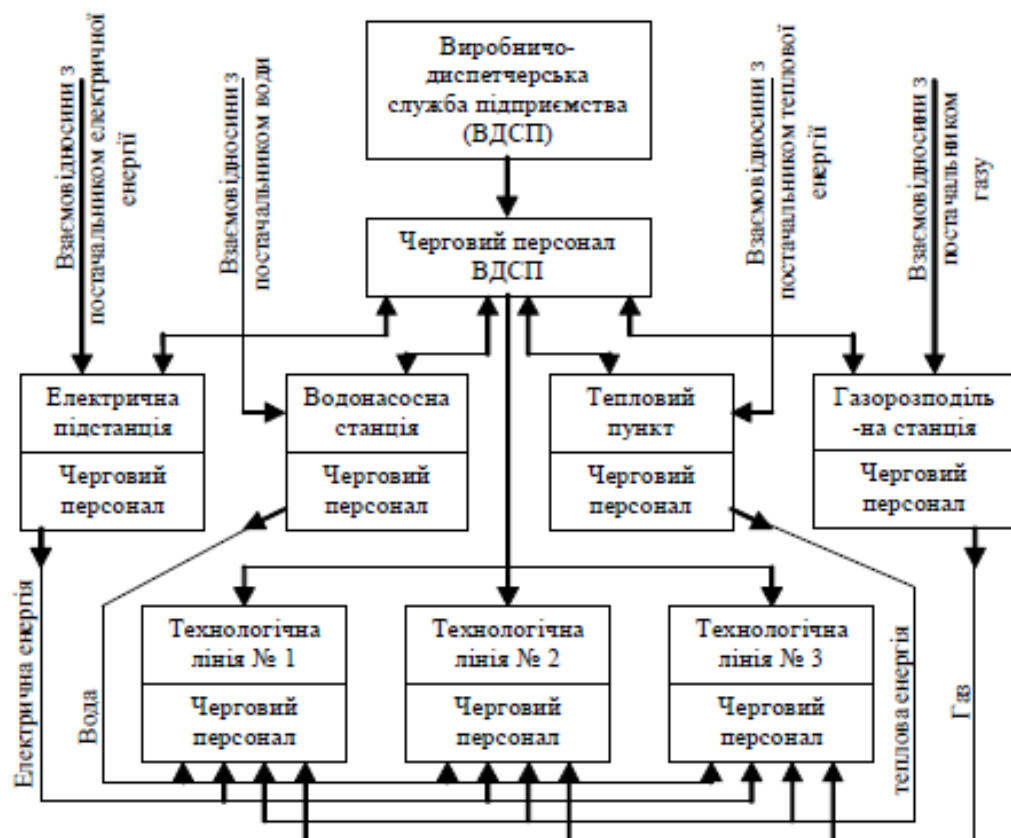


Рисунок 5.1 – Схема управління технологічними лініями

Вказівки чергового персоналу енергопостачальних підрозділів підприємства є обов'язковими для виконання виробничо-диспетчерською службою підприємства.

У рамках технологічного регламенту вказівки виробничо-диспетчерської служби енергопостачальним підрозділам підприємства є обов'язковими для їх виконання (зміна режиму водоподачі, вмикання двигунів великої потужності тощо).

Таким чином забезпечується принцип подвійної підпорядкованості енергозабезпечувальних підрозділів підприємства вимогам енергопостачальних організацій та виробничо-диспетчерській службі підприємства і навпаки.

2 Організація взаємовідносин з енергопостачальними підприємствами

При укладанні договору на енергозабезпечення між енергопостачальною організацією та споживачем розробляється список оперативного персоналу сторін, що мають право взаємодіяти між собою при виконанні тих чи інших дій у сфері енергозабезпечення. Цей перелік ухвалюється сторонами та є обов'язковим для персоналу.

У переліку, крім посадових осіб, зазначаються повноваження, якими наділяються зазначені посадовці (контроль режиму енергоспоживання, вмикання-вимикання установок, контроль приладів обліку, введення аварійного зменшення енергоспоживання тощо).

У деяких випадках енергозабезпечення споживача від енергопостачальника може відбуватися через електропередавальну організацію. У цьому випадку є деякі особливості взаємодії енергопостачальника, електропередавальної організації та споживача.

У загальному вигляді схема енергозабезпечення має такий вигляд (рис. 5.2)

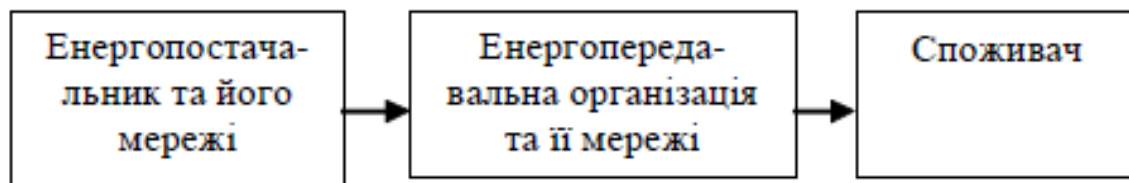


Рисунок 5.2 – Схема енергозабезпечення

Додаткові обов'язки, права та особливості забезпечення енергією споживача відображаються у договорі з енерго- передавальною організацією.

Електропередавальна організація зобов'язана:

- не протидіяти постачальникам електричної енергії у постачанні споживачам;
 - приєднувати до своїх електромереж електроустановки споживачів згідно з правилами;
 - вдосконалювати схему та режим електропостачання для зменшення технологічних втрат енергії;
 - здійснювати контроль за показниками якості у своїх мережах та поліпшувати їх;
 - забезпечувати розрахунковий облік енергії та потужності;
 - припиняти подачу та обмежувати обсяги подачі електричної енергії споживачу за вимогою постачальника згідно з правилами та умовами договору;
 - перевіряти стан розрахункових засобів обліку енергії та здійснювати вибірккову технічну перевірку у суб-споживача;
 - забезпечувати доступ персоналу споживача для обслуговування та ремонту його електрообладнання, розміщеного на території або в приміщенні електроустановок електропередавальної організації;
 - *оперативно повідомляти споживачів та постачальників енергії:*
 - а) про всі порушення схеми розрахункового обліку електричної енергії, пошкодження засобів обліку на відхідних до споживача лініях електропередачі;
 - б) про всі пошкодження устаткування, пристроїв релейного захисту автоматики (РЗА), живильних та розподільних ліній споживача, які знаходяться в приміщенні або в електроустановках електро-передавальної організації;
 - про порушення, що пов'язані з припиненням енергопостачання, їх причини і терміни відновлення режиму електропостачання.
 - збитки, заподіяні споживачам внаслідок припинення електропостачання з вини електропередавальної організації, відшкодовуються останньою.
- Електропередавальна організація має право:*
- отримувати від електропостачальника або споживача оплату своїх послуг згідно з договором;
 - на доступ до розрахункових засобів обліку енергії у споживача для проведення технічної перевірки, зняття показань;
 - вимагати від споживача дотримання на належному рівні показників якості електричної енергії на межі балансового розподілу електромереж згідно з умовами договору;
 - отримувати від суб'єктів господарювання, електричні мережі яких приєднані до мереж електропередавальної організації, плату за надання послуг з компенсації перетікання реактивної електричної енергії.
- Нормативними документами або у договорі також окреслюється порядок доступу персоналу енергопостачальної організації на об'єкти енергопередавальної організації та споживача, порядок його дій, виконання правил з охорони праці.
- Чітка організація взаємовідносин між персоналом енергопостачальної організації, енергопередавальної організації та споживача - запорука безаварійної роботи.
-

Лекція 7. Тема: Основні показники енергоефективності енергозабезпечення.

План лекції:

1. Нормування енерговитрат.
2. Питомі норми енергопостачання-енергоспоживання.

1. Нормування енерговитрат.

Одним з головних питань, що виникає у практичній діяльності з енергозбереження на будь-якому промисловому об'єкті, є питання про те, наскільки раціонально використовується енергія на даному підприємстві.

Для того щоб відповідь на таке питання була об'єктивною, очевидно, необхідно спиратися на використання конкретних кількісних показників. Узагальнено їх можна назвати показниками ефективності енергозабезпечення - енерговикористання. Такі показники повинні відображати корисні витрати та втрати одного або декількох видів енергії як при проведенні виробничих процесів, так і в процесі перетворення, передачі та розподілення енергії.

Такі показники дають можливість порівнювати їх з аналогічними величинами, досягнутими на інших виробництвах та підприємствах. Навіть просте порівняння у першому наближенні дозволяє сказати: раціонально чи не раціонально використовується енергія на тому чи іншому об'єкті, а також зробити попередній висновок про можливість та економічну доцільність вирішення завдань енергозбереження на даному об'єкті.

При формуванні складу показників ефективності енергозабезпечення-енергоспоживання та окреслення меж їх використання доцільно виходити з поняття енергетичний потік.

Енергетичний потік - це рух енергоресурсів у енергетичному господарстві підприємства у напрямку від виробника до споживача енергії, що окреслює всі стадії процесу виробництва, передачі, розподілу та використання енергії (рис 7.1).

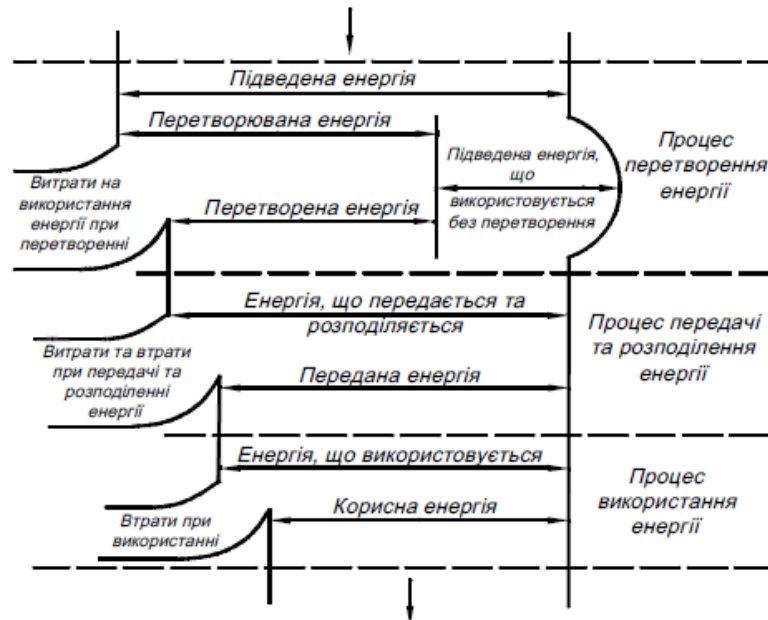


Рисунок 7.1. – Енергетичний потік та його ступені

Наявність зазначених показників дає можливість контролювати енергетичну ефективність кожної стадії процесу енергопостачання-енергоспоживання, що подана у вигляді ступенів енергетичного потоку (див. рис 7.1).

У процесах перетворення відбувається перехід одних видів енергії в інші або однієї форми (параметра) енергоносія в іншу. При цьому енергія вхідного енергоносія переходить в енергію вихідного енергоносія за мінусом енергетичних втрат та витрат у процесах перетворення.

Для оцінки енергетичної ефективності таких процесів повинні бути визначені показники ефективності перетворення та використання енергії (ККД котельної установки, питомі витрати палива на виробництво електричної енергії тощо). Такі показники характеризують частину перетворюваної енергії, що зберігається у перетвореному енергоносії.

Завдання таких показників - вираження співвідношення між вхідною і вихідною енергією та оцінка втрат перетворення.

Подібно до показників перетворення енергії існують також показники, що характеризують ефективність передачі й розподілу енергії. Такі показники називаються показниками ефективності розподілення енергії, зміст яких аналогічний показникам ефективності перетворення енергії (ККД електропередачі, коефіцієнт питомих витрат у мережах тощо).

Для всіх основних та допоміжних виробничих процесів, де споживана енергія перетворюється у корисну енергію, що використовується для зміни форми та стану предметів праці, необхідно розробити показники ефективності використання енергії (ККД енерговикористовуючого агрегату, питомі витрати енергії на одиницю виробленої продукції тощо).

Показники ефективності використання енергії застосовують для контролю раціональності споживання енергії та дотримання оптимальних параметрів технологічного процесу. Крім того, вони є основою для планування енергоспоживання промислових підприємств, їх підрозділів, окремих потужних агрегатів.

В першу чергу необхідно приділяти увагу показникам ефективності використання енергії. Однак треба пам'ятати, що для практичних дій в енергозбереженні на промисловому підприємстві необхідно також оцінювати енергетичну ефективність перетворення та розподілу енергії.

2 Питомі норми енергоспоживання

Залежно від цільового призначення всі показники ефективності енергопостачання-енергоспоживання можуть бути поділені на такі **групи**:

- показники для аналізу енергетичної ефективності відокремлених стадій процесу перетворення, розподілення та використання енергії;
- показники для планування енергоспоживання та техніко-економічного обґрунтування заходів з енергозбереження.

Поряд з цим показники ефективності енергоспоживання-енергозабезпечення розподіляють також за якісними показниками (за ступенем обґрунтованості):

- науково-обґрунтовані показники;
- тимчасові показники - що ґрунтуються на використанні даних статистичної звітності.

Реальне коло використовуваних показників ефективності енергопостачання енергоспоживання досить вузьке. Можна виділити два різновиди таких показників:

- показники типу ККД;
- показники питомих витрат енергії.

Однак ні перша, ні друга групи показників не дозволяють дати однозначну відповідь на запитання, ефективно чи неефективно використовується енергія на виробництві. Для цього потрібен еталон, з яким можна було б порівняти фактичні значення відповідних показників. Для показника типу ККД існує ідеальне значення, з яким можна зіставити реальні його величини, однак таке порівняння практично нічого не дає з точки зору оцінки резервів економії енергії, бо відсутність витрат, що відповідають ідеальному ККД, просто неможлива.

Ще гірше з показниками питомих витрат енергії - вони не мають здебільшого якогось ідеального значення. Показники питомих витрат енергії визначаються як витрати енергії на виробництво одиниці продукції, перекачування 1 м³ води або іншої рідини, обігрів 1 м³ приміщення тощо.

Для таких показників необхідно встановити еталон - деяке значення, порівнюючи з яким фактичні величини відповідних показників можна було б зробити висновок про рівень ефективності енерговикористання на даному об'єкті. Для цього використовують третій різновид показників ефективності енергопостачання-енерговикористання

- норми питомих витрат енергії або питомі норми енергоспоживання. Процес встановлення таких норм називається нормалізацією енергоспоживання.

Класифікація норм питомих витрат енергії відбувається за трьома основними ознаками:

- за ступенем агрегації;
- за складом витрат енергії;
- за періодом дії норм.

Залежно від ступеня агрегації (об'єднання) норми витрат енергії поділяють на індивідуальні та групові.

Індивідуальні норми - це норма витрати енергії на виробництво одиниці продукції (роботи), яка встановлюється за типовими або відокремленими енергоспоживаючими агрегатами, технологічними процесами відносно даних умов виробництва.

Групова норма - це норма витрат енергії, що встановлюється на господарських об'єктах різних рівнів господарювання, на виробництво однотипної продукції (роботи) у запланованих умовах виробництва (групою технологічних об'єктів).

Залежно від складу витрат енергії норми поділяють на технологічні та загальновиробничі.

Технологічна норма - це норма витрат енергії, що враховує витрати та втрати енергії, пов'язані з виконанням основних та допоміжних технологічних процесів виробництва даного виду продукції або роботи.

Загальновиробнича норма - норма витрат енергії, що враховує не тільки витрати енергії на технологічні процеси, а також на допоміжні потреби виробництва та втрати енергії у процесах її перетворення, передачі, розподілення, віднесені на виробництво даної продукції (роботи).

Індивідуальні та групові норми питомих витрат енергії можуть бути диференційованими та збільшеними.

Диференційовані норми відносять до окремих видів продукції. Збільшені норми встановлюються у вигляді усереднених величин за групами продукції різних сортів або типорозмірів.

Залежно від витрат, що враховані у норми, розрізняють цехові та заводські норми.

Залежно від періоду дії норми витрат енергії поділяють на квартальні та річні.

Основні вимоги до норм питомих витрат енергії:

- технічна та економічна обґрунтованість;
- єдина методологічна основа при розробленні норм;
- враховування конкретних умов виробництва, досягнень науково-технічного прогресу;
- систематичний перегляд з урахуванням змін техніки, технології та організації виробництва, технічного стану обладнання;
- сприяння мобілізації внутрішніх резервів економії енергії та підвищенню ефективності її використання.

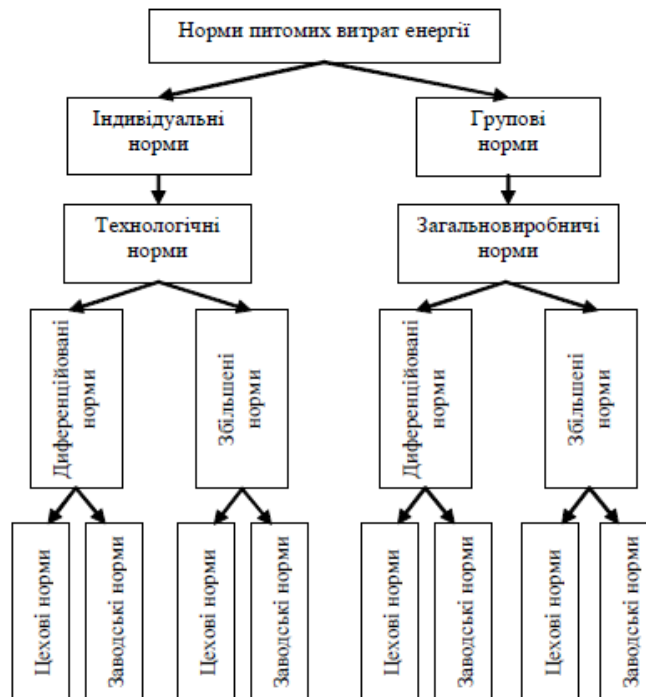


Рисунок 7.2 – Види питомих норм витрат енергії

Лекція 8. Тема: Нетрадиційні джерела енергії та палива

План лекції:

1. Поняття нетрадиційних джерел енергії.
2. Класифікація та перспективи використання нетрадиційних джерел енергії у світі.

1. Поняття нетрадиційних джерел енергії.

На жаль у сьогоdnішньому переліку стандартизованих термінологій в Україні відсутній термін “нетрадиційні джерела енергії”. У зв’язку з чим у законодавчій базі України, керівних матеріалах, технічній літературі цей термін, з одного боку, обмежується так званими “позабюджетними джерелами енергії”, з другого боку, поширюється і на деякі поновлювальні джерела енергії.

Для розгляду пропонується такий склад нетрадиційних джерел енергії:

- джерела прямого перетворення різних видів енергії в електричну;
- нетрадиційні види палива;
- вторинні енергетичні ресурси.

До джерел прямого перетворення різних видів енергії в електричну відносять джерела, що передбачають безпосереднє перетворення теплової та хімічної енергії в електричну.

Технологіями, які перетворюють теплову енергію в електричну, є:

- магнітогідродинамічне перетворення енергії;
- використання енергії реакторів-розмножувачів на швидких нейтронах;
- використання енергії термоядерних реакцій;
- термоелектричні технології;
- термоемісійні технології;
- технології з використанням цирконію.

Безпосереднє перетворення теплової енергії в електричну дозволяє суттєво підвищити рівень ефективності використання теплових ресурсів. У класичному паросиловому циклі перетворення енергії теплота, що отримується при спалюванні палива, перетворюється у внутрішню енергію пари, температура і тиск якої при цьому підвищуються. Потім у парових турбінах енергія пари перетворюється в механічну й тільки після цього в електричну.

Процеси цих багаторазових перетворень супроводжуються неминучими втратами, які знижують ефективність усього циклу.

У *магнітогідродинамічному циклі* відбувається пряме перетворення теплової енергії в електричну. Однак не тільки в цьому полягає перевага МГД-перетворення. В ідеальному тепловому циклі Карно ККД залежить від максимальної та мінімальної температур робочого тіла. В сучасних топках парогенераторів температура перевищує 2000 °С, а нагрів лопаток парових турбін через обмеженість теплостійкості матеріалу не повинен перевищувати 750 °С, що обмежує ККД до 60 %. За реальних умов у результаті недосконалості паросилового циклу ККД не вдається підвищити більше ніж до 40 %. В МГД-генераторах статичні умови роботи дозволяють

використовувати матеріали, на поверхні яких температура може досягати 2700-3000 °С, що відкриває широкі перспективи підвищення ККД перетворення енергії.

Значні перспективи забезпечення людства електричною енергією пов'язані з використанням *реакторів-розмножувачів* на швидких нейтронах і термоядерного синтезу. Якщо перші вже знаходять практичне застосування, то використання термоядерного синтезу може отримати промислове значення через не один десяток років.

Термоелектричні генератори давно використовуються в техніці й побудовані на ефекті Пелтьє. Останній полягає у виникненні термоЕРС в замкненому колі з двох різнорідних провідників (напівпровідників) з різною температурою спаїв. Такі системи мають дуже низький ККД (2-3 %), але мають багато переваг: автономність, компактність, безпечність, безшумність.

Принцип дії *термоemisійного перетворювача* ґрунтується на емісії електронів при сильному нагріванні емітера. Пристрій такого типу подібний до двоелектродної електронної лампи. Як джерело енергії можна використовувати ядерне паливо, органічне паливо, сонячне випромінювання. Одним із найбільш перспективних напрямів у даній галузі є створення автономних ядерних енергетичних установок із термоemisійним реактором-перетворювачем.

При прямому отриманні електричної енергії за рахунок хімічної енергії розглядаються електрохімічні генератори й паливні елементи (комірки).

З *електрохімічних перетворювачів* найбільший інтерес становлять паливні елементи, в яких відбувається пряме перетворення хімічної енергії в електричну. На відміну від гальванічних елементів тут наявні розхідні матеріали - паливо та окиснювач. Найбільш поширена схема - це використання водню як палива і кисню як окиснювача. При цьому єдиним продуктом електрохімічної реакції є вода, тобто паливний елемент є цілком чистим, з екологічної точки зору, джерелом енергії. З енергетичної точки зору перевагою паливних елементів є максимальний на сьогодні ККД (тобто коефіцієнт перетворення хімічної енергії в електричну) - до 50 - 70 %.

До нетрадиційних видів палива насамперед слід віднести водень, водневу енергетику. Вона цікава насамперед тим, що використовується водень, який має теплотворну здатність в 2,5 рази вище, ніж природний газ. Запаси водню необмежені, він екологічний, єдиним продуктом його спалювання є вода. До того ж водень можна використовувати для прямого перетворення хімічної енергії в електричну в паливних елементах.

Також до цієї групи джерел енергії віднесений метан вугільних шахт, метан сміттєвих звалищ, синтез-газ, енергія газів геотермальних вод, енергія біомаси опалин споруджень тощо.

На сьогодні і в найближчу перспективу ще будуть існувати процеси з матеріальними й енергетичними відходами. На технологічний процес використовується визначена кількість палива, електричної та теплової енергії. Крім того, самі технологічні процеси проходять із виділенням різних енергетичних ресурсів - теплоносіїв, горючих продуктів, газів і рідин надлишкового тиску. Однак не вся кількість цієї енергії використовується в технологічному процесі або агрегаті. Такі невикористані в процесі (агрегаті) енергетичні відходи називають вторинними енергетичними ресурсами (ВЕР).

Вторинні енергетичні ресурси промисловості розподіляються на три основні групи:

- горючі;
- теплові;
- надлишкового тиску.

Горючі (пальні) ВЕР - це хімічна енергія відходів технологічних процесів хімічної та термохімічної переробки сировини, до них можна віднести:

- побічні горючі гази плавильних печей (доменний газ, колошниковий, шахтних печей і вагранок, конверторний тощо);
- горючі відходи процесів хімічної та термохімічної переробки вуглецевої сировини (синтез, відходи електродного виробництва, горючі гази для отримання вихідної сировини для пластмас, каучуку тощо);
- тверді й рідкі паливні відходи, які не використовуються для подальшої технологічної переробки (відходи деревообробки, целюлозно-паперового виробництва тощо).

Горючі ВЕР використовуються в основному як паливо.

Теплові ВЕР - це теплота відхідних газів при спалюванні палива, теплота води й повітря, які використовуються для охолодження технологічних агрегатів та установок, теплота виробів і відходів виробництва, наприклад гарячих металургійних шлаків.

Особливо значні обсяги теплових вторинних ресурсів наявні в чорній металургії, газовій, нафтопереробній і нафтохімічній промисловості.

ВЕР надлишкового тиску (напору) - це потенціальна енергія газів, рідин і сипучих тіл, що залишають технологічні агрегати з надлишковим тиском (напором), які необхідно знижувати перед послідовним використанням цих рідин, газів сипучих тіл або при викиді їх в атмосферу, водоймища, ємності та інші приймачі. До ВЕР цього типу належить і надлишкова кінетична енергія.

Вторинні енергетичні ресурси надлишкового тиску перетворюються в механічну енергію, яка безпосередньо використовується для приводу механізмів і машин або перетворюється в електричну енергію.

2. Класифікація та перспективи використання нетрадиційних джерел енергії у світі.

Серед нетрадиційних джерел енергії на майбутні декілька десятиліть найбільш перспективним буде використання термоелектричних генераторів, водню, паливних комірок.

З усіх різновидів термоелектричних генераторів найбільший інтерес становлять термофотоелектричні генератори (ТФЕГ). ТФЕГ завдяки створенню високоефективних фотоелектроперетворювачів та узгоджених із

ними за спектром випромінювачів знайдуть широке використання як автономні джерела електричної енергії в наземних і космічних умовах. Питома вартість електроенергії, що може бути отримана за допомогою ТФЕГ, становить у наземних умовах 2—3 дол. США за 1 Вт встановленої потужності, що приблизно в 2 рази нижче питомої потужності наземних сонячних батарей. При цьому кількість електроенергії, яка виробляється за допомогою ТФЕГ еквівалентної потужності, приблизно в 3 рази більша за рахунок їх безперервної роботи, крім того, питома кількість електроенергії, що виробляється з одиниці площі фотоперетворювачів, у ТФЕГ в 100-200 разів більша, ніж у звичайних сонячних батареях.

Значний економічний ефект за рахунок більш високого ККД і терміну служби забезпечить використання ТФЕГ замість електромеханічних (на основі двигунів внутрішнього згоряння) і термоелектричних генераторів. Не менш важливою є екологічна чистота процесу спалювання палива в ТФЕГ, що забезпечить також значний економічний ефект від заміни дизельних електрогенераторів на ТФЕГ. Це робить перспективним використання ТФЕГ для автономного забезпечення електричною енергією будинків котеджного типу в сільській місцевості, геологічних партій, маяків, ретрансляторних і радіолокаційних станцій тощо.

Використання ТФЕГ дасть суттєвий ефект у системах енергоживлення космічних апаратів, особливо тих, які запускаються в бік від Сонця, тобто в умовах, коли використання сонячних батарей неможливе або неефективне, а використання хімічних або інших джерел енергії забезпечить менший ККД або короткий ресурс роботи.

Сьогодні у світі спостерігається значний інтерес до паливних елементів. Значна кількість наукових організацій і фірм працюють над різними схемами та практичними застосуваннями паливних елементів. Значний інтерес становлять щодо цього галузі енергетики, космічної техніки, транспорту, мікроелектроніки. Одна з технічних проблем полягає в тому, що для електродів (катода) необхідно використовувати високорозвинуті поверхні. Очікується, що це завдання буде вирішено у зв'язку з досягненнями в галузі нанотехнологій, які дозволяють виробляти наноструктури типу нанотрубок, наноконусів, фулеренів із розмірами до кількох наномікрон. Саме такі наноструктури можуть бути основою для принципово нових і високоефективних складових паливних елементів.

Водень - це енергетичний ресурс майбутнього, але способи отримання його на сьогодні потребують значних капітальних витрат. У цьому напрямі наявні екзотичні проекти великомасштабного виробництва водню за допомогою бактерій. Процес відбувається за схемою фотосинтезу: сонячне світло поглинається, наприклад, синьо-зеленими водоростями, які швидко ростуть. Ці водорості можуть бути їжею для деяких бактерій, які в процесі життєдіяльності виділяють з води водень. Однак щоб здійснити цю ідею, необхідно вирішити багато наукових та інженерних задач.

Нетрадиційні види палива

У зв'язку зі стрімким скороченням традиційних видів палив учені світу все частіше звертаються до водню, запаси якого у водах Світового океану практично невичерпні. Потреба економіки у водні прямує по зростаючій. Ця найпростіша і найлегша речовина може використовуватися не лише як паливо, а як необхідний сировинний елемент у різних технологічних процесах.

За умов нестачі енергетичних ресурсів активізується робота щодо пошуку нетрадиційних джерел вуглеводнів: газогідратів, водородзчинних газів, газів вугільних копалин, вуглеводнів нестабільного фазового та хімічного складів на значних глибинах.

За сучасними уявленнями, загальні ресурси нетрадиційних видів вуглеводневої сировини на порядок перевищують ресурси традиційних джерел.

Воднева енергетика

З енергетичної точки зору водень - це альтернатива нафті та природному газу. Перспективне застосування водню зумовлено такими *показниками*:

- запаси водню в складі води практично невичерпні;
- теплота згорання водню в кілька разів вища, ніж у природних газів;
- водень як паливо може бути використаний для отримання теплової та електричної енергії, а також у двигунах різного виду;
- водень - екологічно чисте паливо.

З точки зору *теплотворної здатності водень і деякі інші види палива характеризуються такими даними*:

- буре вугілля	29,33-103 кДж/кг;
- антрацит	36,45-103 кДж/кг;
- нафта	41,90-103 кДж/кг;
- бензин	47,35-103 кДж/кг;
- метан	55,65• 103 кДж/кг (39,84 кДж/м3);
- водень	142,97-103 кДж/кг (12,78 кДж/м3).

Водень може використовуватися:

- для отримання теплової енергії при спалюванні;
- для отримання електричної енергії за допомогою мотор-генераторів або паливних елементів;
- як паливо автомобільного транспорту.

Теплову енергію для опалення й гарячого водопостачання можна отримувати під час спалювання водню з використанням промислових пальників. Для приготування їжі можуть бути застосовані звичайні побутові кухонні плити з деякими змінами в конструкції пальників для використання водню.

Рідкий водень поряд з іншими рідкими паливами (керосин, вуглеводи та їх сполуки) все ширше використовують як паливо для реактивних рідинних двигунів в авіації та космонавтиці.

Для вироблення електричної енергії в мотор-генераторі потужністю 100 кВт за 1 год роботи витрачається 5,5 кг (61м) водню. Для отримання 1 кВт-год електричної енергії за допомогою воднево-кисневого паливного елемента треба використати 33,12 г (0,371м) водню і 264,96 г (0,186 м) кисню при ККД паливного елемента 0,8.

Калорійність водню становить 33 тис. ккал/кг, що втричі вище калорійності бензину. Експерименти показують, що навіть 5 %-на масова добавка водню до бензину підвищує економічні показники палива до 25 %, при цьому значно зменшується кількість шкідливих викидів в атмосферу.

Водень використовується також у багатьох галузях промисловості. Він потрібний у металургії для прямого відновлення руд, у харчовій промисловості - для вироблення маргарину, у хімічній промисловості - для виробництва добрив (приблизно половина всього водню, що виробляється у світі, йде на виробництво аміаку).

Ще одна галузь, де водень зможе знайти широке використання, - отримання кормів для домашніх тварин. Уже в позаминулому столітті.

було відкрито воднеокиснюючі бактерії, біомаса яких при поглинанні водню подвоюється за кілька годин. Такі бактерії вміщують 50-75 % білка. Цю біомасу нині широко використовують при відгодовуванні худоби й птиці.

Таким чином, водень може замінити природний газ для побутових потреб, бензин - у двигунах внутрішнього згорання, крім того, замінити спеціальні види палива в ракетній промисловості, ацетилен - у процесах зварювання металів, кокс - у металургійних процесах тощо. До того ж, при використанні чистого водню як палива значно зменшуються шкідливі викиди в атмосферу.

Новий підхід до використання водню в енергетиці полягає в допалюванні водню разом із паром; в результаті отримується більш висока температура пари і, як наслідок, більш високий ККД турбіни - до 55 %.

Водень легко транспортується по трубопроводах, тому що в нього дуже мала в'язкість. Перекачка водню на відстань 500 км приблизно в десять разів є дешевшою, ніж передача такої ж кількості електроенергії по лініях електропередачі, але на 20-30 % є дорожчою, ніж природного газу. Водень транспортується в різних формах: у стиснутому і рідкому стані, а також у вигляді гідридів металів із використанням спеціально обладнаних ємностей.

Порівняння вироблення та транспортування електричної енергії і водню наведено в таблиці 8.1.

Таблиця 8.1 - Порівняння вироблення та транспортування електричної енергії і водню

Стаття витрат	Електроенергія, дол. США/(кВт-год)	Водень, дол. США/(кВт-год)
Виробництво	0,1	0,11-0,12
Система розподілу серед споживачів	0,061	0,012
Передача на 100 км	0,023	0,02
Загальна вартість	0,184	0,142-0,152

Що до зберігання водню використовується таке:

- у вигляді газу - газгольдери;
- у вигляді стисненого газоподібного - балони, ресивери;
- у зв'язаному стані - хімічні сполуки та гідриди металів;
- у рідкому стані (криогенна форма) - балони.

Потреби у водні швидко зростають, так у 1970 р. обсяг виробництва водню становив 18 млн т, а у 2002 - 30 млн т.

Сировиною для отримання водню є викопне органічне паливо (природний газ, кам'яне та буре вугілля, горючі сланці) і вода, запаси якої необмежені і поновлювальні, оскільки водень при окисненні (спалюванні) перетворюється в екологічно чисту воду.

На сьогодні можна виділити десять методів отримання водню (рисунок 3.3.1):

- 1) парофазна конверсія метану (природного газу);
 - 2) термічне розкладання вуглеводів; термохімічні цикли;
- парофазна конверсія водню з кам'яного, бурого вугілля, торфу; підземна газифікація вугілля; залізопарофазний спосіб; електроліз води та пари; за допомогою енергоакуюлюючих речовин; фотоліз води з отриманням водню й кисню (сонячно-воднева енергетика);

- 10) за допомогою біокаталітичних систем.

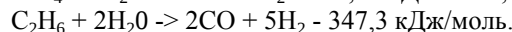
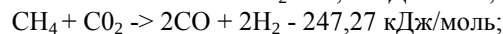
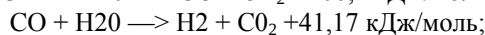
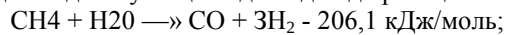


Рисунок 3.3.1 – Методи отримання водню

Розглянемо основні положення отримання водню вищезазначених методів.

Парофазна конверсія метану (природного газу). Цей метод отримання водню є одним із найбільш масштабних та економічних виробництв, завдяки якому у світі отримують більше 50 млн т водню.

Конверсія природного газу, що вміщує 88 - 95 % метану і 3 - 8 % етану, відбувається при температурі вище 600 °С водяною парою або діоксидом вуглецю відповідно до реакцій:



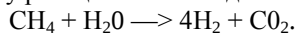
Для отримання теплоти при проведенні ендотермічних реакцій спалюється частина газу. При дозованій стехіометричній подачі кисню процес окиснення метану відбувається за реакцією $\text{CH}_4 + \text{O}_2 \longrightarrow \text{CO}_2 + 2\text{H}_2 + 318,71 \text{ кДж/моль}$ з екзотермічним ефектом. Діоксид вуглецю з отриманої суміші газів видаляють шляхом промивання водою або розчином карбонату натрію.

Теоретично для отримання 1 т водню таким шляхом необхідно витратити 2,5 т метану, практично - значно більше. Тому з економічної точки зору для отримання теплоти доцільно використовувати вугілля, що має значно меншу ціну.

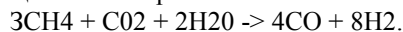
Термічне розкладання вуглеводнів. Термічне розкладання метану відбувається при температурі близько 1000 °С з поглинанням теплоти:



При гідротермальном розкладанні метану реакція має вигляд



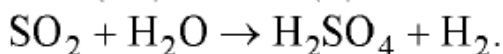
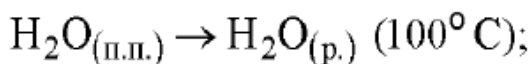
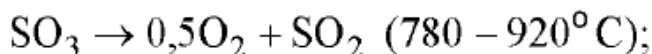
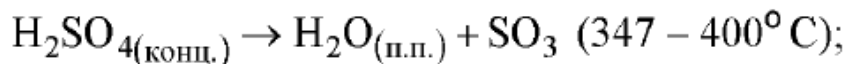
Залежно від умов проведення реакції можна отримати:



Продукти цієї реакції можуть бути використані для каталітичного синтезу метанолу, етанолу та інших органічних сполук.

Термохімічні цикли. Термохімічні цикли виробництва водню належать до теоретично найбільш перспективних. Із великої кількості циклів найбільш перспективними вважаються цикл Вестингауза (Марк-2) і карбонат-галогенідний.

Цикл Марк-2 включає такі реакції:



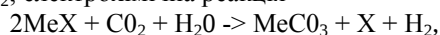
Сумарна реакція $3\text{H}_2\text{O} = 3\text{H}_2 + 1,5\text{O}_2$.

Витрати на отримання H_2 становлять близько 8 кВт-год, що значно більше, ніж при електролізі води, розрахунковий ККД процесу дорівнює 44 %.

В карбонат-галогенідному термохімічному циклі сполучають хімічну реакцію з електрохімічною:

- хімічна реакція

$\text{MeCO}_3 + \text{X}_2 \rightarrow 2\text{MeX} + \text{CO}_2 + 0,5\text{O}_2$; електрохімічна реакція

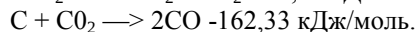
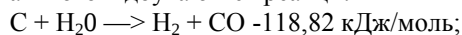


де Me - луговий метал;

X - галоген.

Інтерес становлять йодидні і бромидні системи, термохімічні процеси із залізом, міддю тощо.

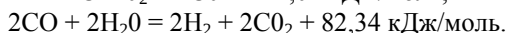
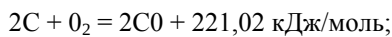
Парофазна конверсія водню з кам'яного, бурого вугілля, торфу. Цей процес, який має назву процесу Боша, відбувається у дві стадії. На першій - водяна пара пропускається над розжареними до температури 1000 - 1100 °С коксом, вугіллям тощо, в результаті чого відбуваються реакції:



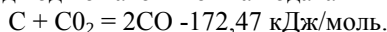
На другій стадії проводиться конверсія оксиду вуглецю за реакцією

$\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \text{CO}_2 + 130,3 \text{ кДж/моль}$, додаючи воду і перетворюючи її в пару при оптимальній температурі 450 °С з додаванням каталізатора. Відділяють із газової суміші CO_2 різними способами, наприклад обробкою підігрітим розчином карбонату калію.

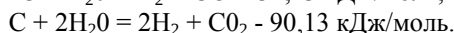
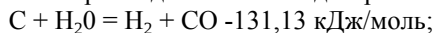
Підземна газифікація вугілля. Процес підземної газифікації вугілля можна здійснювати за допомогою реакцій:



Газоподібний CO_2 після відділення від водню також можна подавати в зону реакції:

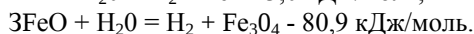
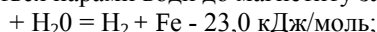


В зоні горіння вугілля при наявності парів води можливі ендотермічні реакції:

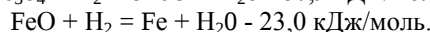
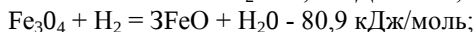
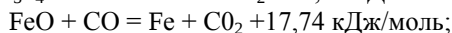
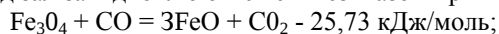


Розрахунки показують, що в цьому разі вартість водню буде в 5 - 10 разів нижча вартості водню, отриманого за іншими технологіями, і буде становити 6,4-9,2 дол. США/ГДж, і практично не залежатиме від вартості вугілля.

Залізопарофазний метод. Отримують водень залізопарофазним методом у дві стадії при температурі 650-900 °С. На першій стадії залізо окиснюється парами води до магнетиту за ендотермічними реакціями:



На другій стадії магнетит й оксид заліза відновлюються синтез- газом при тих же температурах:



Всі реакції оборотні, реакції окиснення й відновлення заліза краще проводити роздільно.

До переваг залізопарофазного методу можна віднести високу концентрацію отриманого водню (98 %) і відносну простоту процесу.

Електроліз води та пари.

Електроліз води один із найбільш відомих і добре досліджених методів отримання водню. Суть його полягає в пропусканні через воду постійного струму, в результаті чого на катоді виділяється водень, а на аноді - кисень.

Електрохімічний метод отримання водню з води характеризується такими позитивними показниками:

- висока чистота одержуваного водню - до 99,99 % і вище;
- простота технологічного процесу, його безперервність, відсутність рухомих частин в електролітичному середовищі, можливість повної автоматизації процесу;
- можливість отримання цінних побічних продуктів - важкої води і кисню;
- загальнодоступна і невичерпна сировина - вода;
- гнучкість процесу та можливість отримання водню безпосередньо під тиском;

- фізичне розділення водню і кисню в самому процесі електролізу.

Електролітичний водень є найбільш доступним, але дорогим продуктом. У промислових і дослідно-промислових установках реалізований ККД електролізера становить 70-80 % при густині струму менше 1 А/см², зокрема для електролізу під тиском. Теоретична витрата електроенергії на виробництво 1 м водню становить 2,95, а практична - 4,21-5,0 кВт-год/м Н₂.

Кисень, який виділяється при електролізі, знайде своє місце не тільки як окиснювач в технологічних процесах, але і як незмінний очищувач і оздоровлювач водоймищ, промислових стоків; спалювання в кисні побутових відходів, кількість яких зростає, зможе вирішити проблему твердих викидів великих міст.

Ще більш цінним побічним продуктом електролізу води є важка вода - хороший сповільнювач нейтронів в атомних реакторах. Крім того, важка вода використовується як сировина для отримання дейтерію, який є одним з елементів термоядерної енергетики.

Отримання водню за допомогою енергоакумуючих речовин. Енергоакумуючі речовини є специфічною групою речовин, які можна багаторазово окиснювати і відновлювати для отримання енергії на основі водню. Енергоакумуючі речовини поділяються на дві групи: які виділяють акумульовану енергію при хімічній взаємодії з водою і які виділяють акумульовану енергію в результаті фізичного впливу на них.

До першої групи належать гідриди металів, карбіди, нітриди та інші високоенергетичні сполуки (метанол, аміак тощо), які мають водень.

Енергоакумуючі речовини можна отримувати на основі низькосортного високосольного вугілля Донбасу і Львівсько- Волинського басейнів. При відновлюванні шлаків на теплових електростанціях отримують високореакційні сплави, які при взаємодії з водою виділяють водень із високими швидкостями.

Значні перспективи мають енергоакумуючі речовини на основі алюмінію, бору, кремнію, магнію та інших металів.

До другої групи належать спеціальні сплави й деякі метали, які мають властивість при підвищенні тиску водню оборотно поглинати його, а при підвищенні температури виділяти значні об'єми молекулярного водню. Ємність гідридів по водню дуже висока, і тому вони використовуються для гібридних акумуляторів водню.

Фотоліз води з отриманням водню й кисню (сонячно-воднева енергетика). Існують два підходи використання сонячної енергії з точки зору сонячно-водневої енергетики:

- перетворення енергії світлового потоку Сонця шляхом фотоелектролізу води в сонячних енергетичних установках, які забезпечують роздільне отримання водню і кисню (рисунок 3.3.2);

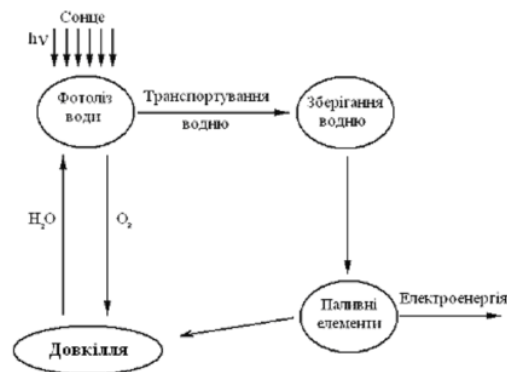


Рисунок 3.3.2 – Схема фотоелектролізу води в сонячних енергетичних установках із роздільним отриманням водню і кисню

- використання фотоелементів для отримання електричної енергії з послідовним її використанням для отримання водню шляхом електролізу води (рисунок 3.3.3).

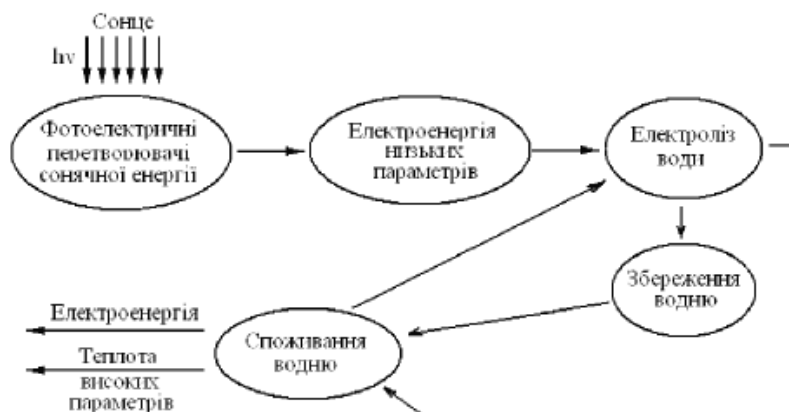


Рисунок 3.3.3 — Схема сонячної енергетичної установки для отримання електроенергії з послідовною її конверсією у водень шляхом електролізу води

На фотоелектрохімічній установці потужністю 10 кВт, розробленій у Німеччині, отримана питома витрата електроенергії, що дорівнює 3,84 кВт-год/м Н₂. Цей показник еквівалентний витраті електроенергії при отриманні водню високотемпературним електролізом води.

Лекція 9. Тема: Вторинні енергоресурси

План лекції

1. Види вторинних енергоресурсів.
2. Горючі ВЕР.
3. Теплові ВЕР.
4. Шляхи використання ВЕР.

1. Види вторинних енергоресурсів.

Під *вторинними енергетичними ресурсами* розуміється хімічно зв'язана теплота, фізична теплота і потенційна енергія надлишкового тиску продукції, відходів, побічних і проміжних продуктів, що утворюються в технологічних агрегатах (установках, процесах), які не використовуються в самому агрегаті, але можуть бути частково або повністю використані для енергопостачання інших агрегатів.

За видом енергії вторинні енергетичні ресурси діляться на: горючі (паливні), теплові і надлишкового тиску.

Горючі (паливні) вторинні енергоресурси являють собою побічні продукти технологічних процесів, які містять у собі хімічно зв'язану енергію відходів технологічних процесів, і можуть бути використаними як енергетичне або технологічне паливо.

У технологічних процесах металургійних, коксохімічних та хімічних підприємств виникають горючі гази промислового походження як побічні продукти виробництва. Серед таких вторинних енергоносіїв найбільші ресурси мають коксовий газ, річний вихід якого оцінюється на 5,2 млн т у. п., доменний - 4,8 млн т у. п., феросплавний - 0,15 млн т у. п. та горючі гази хімічної промисловості - 0,75 млн т у. п.; загальний річний вихід цих енергоносіїв оцінюється приблизно на 11 млн т у. п.

Теплові вторинні енергоресурси являють собою фізичну теплоту основних і побічних продуктів, вихідних газів технологічних агрегатів, систем охолодження їх елементів, фізичну теплоту гарячої води і пари, відпрацьованих у технологічних установках. Однак, якщо ця теплота повертається в технологічний процес (підігрів повітря, сировини тощо), в результаті якого вона отримана, то така теплота не належить до вторинних енергоресурсів. Вторинна і відпрацьована водяна пара може використовуватися як тепловий вторинний енергетичний ресурс, так і як вторинний енергетичний ресурс надлишкового тиску.

Найбільші вторинні теплові ресурси мають підприємства чорної і кольорової металургії, хімічної, нафтопереробної та нафтохімічної промисловості, промисловості будівельних матеріалів, важкого машинобудування, газової промисловості.

Саме в цих галузях широко використовується теплота високого, середнього і низького потенціалів. Із приблизно 90 % теплоти високого потенціалу (більше 623 К) близько 33 % використовується на плавлення, 40 % - на нагрівання і близько 20 % - на випалювання руд і мінеральної сировини. Більшу частину теплоти високого потенціалу отримують за рахунок спалювання різних видів палива безпосередньо в технологічних установках.

Теплота середнього (373-622 К) і низького (323-372 К) потенціалів використовується для теплопостачання споживачів, які потребують підвищених значень температури і тиску. Близько 90 % його корисного використання витрачається в промисловості і житлово-комунальному секторі (приблизно порівну). Основними енергоносіями, які забезпечують енергією середньо- і низькотемпературні процеси, є пара і гаряча вода.

Підприємства всіх галузей промисловості мають великі потенціали вторинних енергетичних ресурсів у вигляді фізичної теплоти відхідних газів, теплоти різного роду печей, продуктів виробництва, теплоти відпрацьованих парів і багато чого іншого. Тому однією з головних задач кожної галузі є виявлення резервів вторинних теплових ресурсів із метою їх використання, що має як економічний, так і екологічний ефект.

Вторинні енергоресурси надлишкового тиску являють собою здатність використовувати потенціальну енергію газів, що виходять з технологічних агрегатів із надлишковим тиском, який необхідно знизити перед наступним ступенем використання цих речовин або при викиді їх у довкілля. Ця енергія може бути використаною в утилізаційних установках для отримання інших видів енергії.

Одним із засобів інтенсифікації та підвищення рівня ефективності доменного процесу є підвищення тиску колошникових газів, потенційна енергія яких може використовуватися в утилізаційних безкомпресорних турбінах для виробництва електричної енергії.

Загальні ресурси енергії надлишкового тиску доменного газу еквівалентні 1,5 млрд кВт-год/рік (0,18 млн т у. п.); технічно-доступні ресурси, при ККД утилізаційних безкомпресорних турбін близько 75 % та пропускній спроможності 70-80 % від нормальної витрати газу еквівалентні 858,4 млн кВт-год електроенергії на рік (0,11 млн т у. п.).

За допомогою детандерних установок на газорозподільних станціях можна зменшити тиск та утилізувати потенційну енергію надлишкового тиску природного газу газотранспортної мережі України для виробництва електричної енергії. Теоретичні ресурси потенційної енергії, що витрачаються при дроселюванні природного газу, становлять близько 5,0 млрд кВт-год щорічно, або 1,8 млн т у. п. Технічно доступні ресурси еквівалентні

річному виробництву електроенергії 2,3 млрд кВт-год, або 0,81 млн т у. п.; економічно- доцільні - до 1,1 млрд кВт-год на рік, або 0,39 млн т у. п.

2. Горючі ВЕР.

Енергетична здатність (вихід) горючих вторинних енергоресурсів визначається добутком кількості енергоносія на його питомий енергетичний потенціал згідно з виразом

$$Q_{гор} = m \cdot q_n,$$

де $Q_{гор}$ - енергетична здатність горючого вторинного енергоресурсу, кДж/год, або кДж/т продукції;
 m - часовий або питомий вихід енергоносія, м /год, або м /т продукції;
 q_n - питома нижча теплота згорання енергоносія, кДж/м .

Коксовий газ

Вироблення коксу відбувається в камері печі з вугільної шихти, де вона нагрівається до 1000 °С без доступу кисню протягом 14- 15 год. Разове завантаження камери печі становить близько 30 т сухої шихти. В результаті утворюється твердий залишок - кокс - при температурі 1000-1050 °С і виділяються леткі речовини, які називаються прямим коксовим газом. У тепловому балансі коксування теплота прямого коксового газу становить близько 15 %. В 1 м³ прямого коксового газу міститься: 250-450 г водяних парів, 80-150 г парів смоли, 30-40 г бензольних вуглеводнів, 8-13 г аміаку, до 10 г нафталіну, 6-40 г сірководню і 0,5-2,5 г ціановодню.

Після охолодження і видалення хімічних продуктів утворюється коксовий газ, склад якого залежить від властивостей вугільної шихти та умов коксування. Об'ємні частки складових коксового газу такі: 56-62 % водню, 23,5-26,5 % метану, 5,5-7,7 % оксиду вуглецю, 2— 6% азоту, 1,9-2,7 % C₂H₄, 1,8-2,6 % діоксиду вуглецю, 0,3-0,6 % . кисню. Масова частка сірководню не повинна перевищувати 4 г/м , а нафталіну - 0,5 г/м . Витрата повітря на спалювання становить у середньому 4,2 м на один кубометр коксового газу, а вихід продуктів спалювання - 4,8 м³. Теплота згорання газу дорівнює 17- 17,6 МДж/м , а максимальна температура продуктів згорання - 2070 °С.

Доменний газ

Доменний газ іноді називають колошниковим газом, тобто газом, який виходить із верхньої частини доменної печі - колошника. Доменний газ утворюється при виплавлянні чавуну в доменних печах. Кількісне значення його виходу, а також хімічний склад залежать від властивостей шихти і палива, режиму роботи печі тощо. В середньому вихід доменного газу коливається від 1500 до 2500 м на 1 т чавуну.

На виході з печі доменний газ має у своєму складі багато колошникового пилу, в ньому також є оксиди заліза, кремнію, алюмінію, марганцю, сірки та інших компонентів, що наявні в шихті. Для зниження запиленості і зменшення металевих домішок використовується система газоочищення, в якій газ послідовно проходить через апарати: інерційні сухі пиловловлювачі, скрубери, труби Вентурі з краплевловлювачами, мокрі електрофільтри.

Очищений доменний газ має у своєму складі: 52-59 % азоту, 26- 34 % оксиду вуглецю, 7,5-15 % діоксиду вуглецю, 1,4-5,2 % водню, 0,2-0,3 % метану. Зі складу компонентів видно, що частка негорючих газів (азот, діоксид вуглецю) в доменному газі становить близько 70 %, у результаті він має низьку теплоту згорання - 3-5 МДж/м. Максимальна температура продуктів згорання доменного газу становить 1487 °С, яка може бути збільшеною за рахунок попереднього підігрівання газу і повітря.

Феросплавний газ

Феросплавний газ утворюється при виплавлянні феросплавів у рудновідновлювальних печах, причому його подальше використання як вторинного енергетичного ресурсу можливе тільки в закритих печах, у відкритих при наявності повітря він згорає на колошниках.

Склад феросплавного газу, його вихід, температура, питома теплота згорання залежать від марки виплавлюваного сплаву, складу шихти, режиму роботи печі тощо (вказані показники феросплавного газу наведено в таблиці 9.1.

Сплав	Об'ємні частки компонентів у газі, %						Вихід газів, м³/год на 1 т сплаву	Температура на виході з печі, °С	Теплота згорання, МДж/м³
	CO	H ₂	CH ₄	O ₂	CO ₂	N ₂			
Феросиліцій	75–90	2–8	0,3–0,8	до 1,0	2–5	решта	400–1550	500–700	9,2–10,6
Феромарганець	80–85	4–8	–	до 1,0	7–10	решта	1000	200–300	9,8–11,5
Силікомарганець	65–80	5–8	–	до 1,0	12–15	решта	910	450–600	8,4–9,8
Ферохром	50–75	5–8	до 1,0	до 1,0	10–15	решта	800	210–250	7,0–9,0

Таблиця 9.1 - Техніко-енергетичні показники феросплавного газу

3. Теплові вторинні енергетичні ресурси

Енергетична здатність теплових вторинних енергоресурсів визначається добутком кількості енергоносія на його ентальпію згідно з виразом

$$Q_{мен} = m \cdot i,$$

Де $Q_{мен}$ ~ енергетична здатність теплового вторинного енергоресурсу, кДж/год (кДж/т);

m - часова або питома маса енергоносія, кг/год (м³/год) або кг/т (м³/т);

i - ентальпія енергоносія, кДж/кг (кДж/м³).

До теплових вторинних енергетичних ресурсів належать нагрітий проміжний і готовий продукти виробництва та відходи, вторинні гази, нагріте технологічне й електричне обладнання та системи їх охолодження, пара, гаряча вода, нагріте повітря тощо.

При використанні в традиційній енергетиці газотурбінних двигунів температура вихідних газів установки становить близько 440 С. Енергія цих вихідних газів може бути використаною як джерело теплоти для паротурбінної установки вторинного контуру (схему вторинного контуру бінарної енергоустановки наведено на рисунку 9.1).

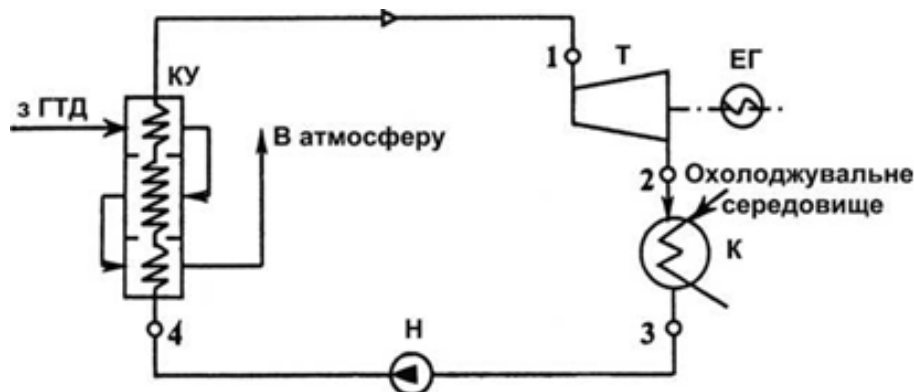


Рисунок 9.1 - Схема вторинного контуру бінарної енергоустановки:

ГТД - газотурбінний двигун; КУ - котел-утилізатор; Т - турбіна;

ЕГ - електрогенератор; К - конденсатор; Н - насос 1 - пара на вході в турбіну; 2 - пара на виході з турбіни;

3 - сконденсована пара; 4 - вода на вході в котел-утилізатор

Вихідні гази газотурбінного двигуна прямують до *котла-утилізатора*, де віддають теплоту робочому тілу (воді) і після охолодження викидаються в атмосферу. Вода у вторинному контурі переходить у котлі-утилізаторі в пароподібний стан і при високій температурі і тиску надходить у турбіну. В результаті перетворення теплової енергії пари в механічну, а потім в електричну отримуємо вторинне джерело електричної енергії. Пара, віддавши енергію турбіні, при низькій температурі і тиску надходить у конденсатор, де віддає теплоту конденсації охолоджуючій воді, конденсується і насосом під високим тиском подається в котел-утилізатор. Таким чином, цикл робочого тіла вторинного контуру замикається.

Окрім вказаного, на теплових електростанціях джерелами вторинних енергетичних ресурсів є нагріта охолоджуюча вода конденсаційних пристроїв турбін, відхідні димові гази котлоагрегатів, нагріта охолоджуюча вода системи охолодження електричних генераторів тощо.

На гідроелектричних станціях джерелами ВЕР є нагріта охолоджуюча вода системи замкненого охолодження електричних генераторів, нагріте повітря системи розімкненого повітряного охолодження.

В системі магістральних газопроводів України через кожні 100-150 км на газопроводах побудовані газокompресорні станції (ГКС) з метою підвищення тиску газу, що транспортується, з 5,0 до 7,6 МПа. Усього на території України побудовано 72 газокompресорні станції, на яких встановлено понад 400 газотурбінних двигунів (ГТД), що є приводом для нагнітачів транспортованого природного газу. При їхній роботі спалюється паливний природний газ, що частково відбирається від транспортованого та становить до 10 % транспортованого природного газу. Продукти згоряння газу мають температуру 400-500 °С і є вторинними енергетичними ресурсами.

В газотранспортних системах США, Німеччини, Швейцарії та інших країн на ГКС встановлюють утилізаційні теплообмінники, що служать для одержання перегрітої та насиченої пари, випарювання розчинів, підігріву води. В Україні теплота відхідних газів використовується для теплопостачання плодощовечевих комбінатів, промислових площадок і житлових селищ, на що витрачається не більше 10 % від можливого вироблення утилізаційної теплоти [3]. Незрівнянно значно економічним є використання ВЕР ГДТ для отримання електричної енергії, як це описано вище.

До недоліків використання утилізаційних установок ГКС за кордоном і в Україні є те, що навіть при отриманні електричної енергії температура вихідних газів після утилізаційних теплообмінників є близькою до 150 °С. Охолоджувати гази до більш низької температури не рекомендується через ймовірне випадання конденсату водяної пари в економайзері котла-утилізатора з утворенням оксидів вуглецю, азоту, сірки, що пов'язане з корозією труб.

В результаті використання водно-аміачної абсорбційної холодильної машини, розташованої після котла-утилізатора по ходу газового потоку, можна знизити температуру вихідних газів до 100 °С без загрози випадання конденсату на теплообмінних поверхнях кип'ятильника АХМ.

Теплоту конденсації насиченої водяної пари після турбіни паросилової установки в конденсаторі можна використовувати для підігріву нафти, що транспортується магістральними нафтопроводами. Це є можливим, оскільки у технічних коридорах багатьох магістральних газопроводів прокладені нафтопроводи або ж нафтопроводи перетинають газопроводи поблизу ГКС. Традиційно використовується вогневий підігрів нафти в теплових пунктах за рахунок спалювання різного виду палив - для зменшення в'язкості нафти, і як результат - зниження гідродинамічних затрат на перекачування нафти. Розрахунки показують [3], що при заміні вогневого способу на використання теплоти конденсації паросилової установки досягається економія близько Юмлнм природного газу на рік у розрахунку на один ГТД потужністю 16 МВт, а витрати окупаються менше ніж за два роки.

Коефіцієнт корисної дії ГКС із комбінованою утилізаційною установкою використання теплоти газів ГТД для одержання електроенергії, холоду й підігріву нафти, структурну схему якої наведено на рисунку 9.2, оцінюється на 70 %.

В металургійному виробництві частка теплових вторинних ресурсів від усіх енергетичних ресурсів, що задіяні у виробництві, становить близько 30 %. В першу чергу це стосується теплоти чавуна, сталі та їх шлаків, що не використовується в послі дуючих технологічних процесах.

Рідкий чавун отримують при температурі 1400-1500 °С, ентальпія чавуну становить 1280-1360 кДж/кг. У сталі при температурі плавлення 1500-1700 °С ентальпія дорівнює 1320-1500 кДж/кг. Температура шлаків при плавленні чавуну становить 1400-1500 °С, при цьому вихід шлаків становить 0,4-0,6 т/т, для сталі маємо відповідні значення - 1500-1600 °С і 0,2-0,3 т/т. Ентальпія рідких шлаків залежно від технологічного процесу дорівнює: доменних - 1675-2090, мартенівських і конверторних - 1885-2200, електросталеплавильних - 2200-2345 кДж/кг шлаку.

Температуру та ентальпію деяких видів продукції металургійного виробництва наведено в таблиці 9.2.

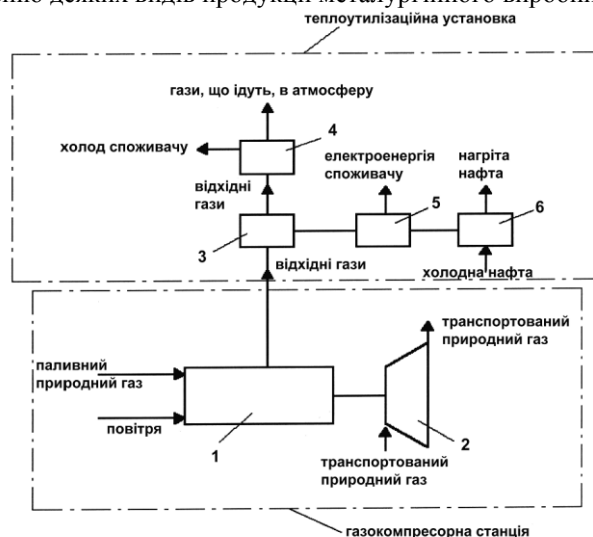


Рисунок 9.2 - Структурна схема ГКС з використанням ВЕР за рахунок одержання холоду та підігріву нафти:

1 - ГТД; 2 - нагнітач; 3 - котел-утилізатор; 4 - АХМ;
5 - паросилова установка; 6 - тепловий пункт підігріву нафти

Таблиця 9.2 - Температура та ентальпія деяких продуктів

Продукт	Температура, °С	Ентальпія, кДж/кг
Прокат	800–1000	545–730
Кокс	1000–1050	1500–1600
Агломерат	600–800	540–775
Вапно	900–1100	940–970

Чавун - це основний продукт доменної плавки, виходить він із печі при температурі 1400 °С. В доменному виробництві фізична теплота чавуну не використовується, однак вона широко використовується в послідуєчій переробці в сталеплавильних печах. У середньому рівень використання теплоти чавуну на різних підприємствах становить 60-85 %.

При мартенівському виробництві фізична теплота рідкої сталі найбільш повно використовується при її розливанні в машинах безперервного лиття заготовок, де можливо використовувати до 580 кДж теплоти на кожний кілограм розливної сталі та отримувати, таким чином, на 1 т сталі 220 кг пари.

Фізична теплота сталі електросталеплавильного виробництва становить 54-64 % теплоти розхідного балансу. Цю теплоту можна використати для підігріву скрапу, підігріву кисню і палива, що вдувається в піч, отримання пари та гарячої води.

Рідкий доменний шлак є цінністю як енергоносіє, його вихід коливається від 0,4 до 0,65 т/т чавуну; 1 т рідкого шлаку має близько 1,7 ГДж теплової енергії. Один із шляхів використання теплової енергії доменного шлаку зображено на рисунку 9.3.

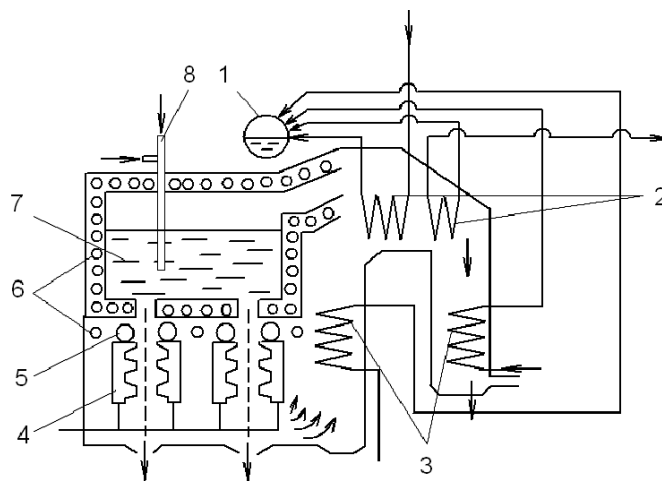


Рисунок 9.3 - Схема установки використання теплоти шлаків:
1 - бак-сепаратор; 2 - пароперегрівачі; 3 - конвективні поверхні;
4 - сопла; 5 - валки прокатні; 6 - труби системи випарного охолодження;
7 - накопичувач; 8 - пальник

Рідкий шлак надходить у накопичувач, де його температура за рахунок пальника підтримується на рівні 1350-1370 °С. В труби системи випарного охолодження насосом подається хімічно чиста вода, яка в накопичувачі нагрівається, і пароводяна суміш подається в бак-сепаратор. Шлак через валки прокатується в стрічку товщиною 10-20 мм. Стрічка шлаку на валках охолоджується до 1000-1200 °С за рахунок водяної системи охолодження валків, пароводяна суміш системи охолодження також подається в бак-сепаратор. У подальшому стрічка шлаку охолоджується до 200-300 °С вологим повітрям із сопел і подається на подрібнення та сортування. Нагріта пароповітряна суміш омиває конвективні поверхні, в яких нагрівається вода, і видаляється з установки. Третім каналом пароводяної суміші до бака-сепаратора є суміш з конвективних поверхонь. Пара з бака-сепаратора направляється в перегрівач, звідки із температурою 350-400 °С і тиском 3,5-4,0 МПа подається споживачу.

Мартенівські сталеплавильні шлаки мають 100-200 МДж фізичної теплоти на 1 т сталі, що становить близько 4 % балансу печей. У більшості випадків ця теплота не використовується, оскільки має місце періодичність випуску шлаку і його корозійна дія на обладнання.

Шлаки дугових сталеплавильних печей виносять 8-12 % теплоти, що вноситься в піч.

Нагріті вторинні гази поділяються на горючі й негорючі (димові). Горючі гази утворюються безпосередньо в технологічному процесі, їх використання як вторинних теплових енергетичних ресурсів

пов'язане зі зменшенням їхньої температури в процесі очищення газів перед використанням їх як горючих вторинних енергетичних ресурсів.

Фізична теплота доменного газу приблизно в 10 разів менша його хімічної енергії і становить близько 4 % витратної частини теплового балансу плавки. При використанні мокрого способу очищення доменного газу його фізична теплота втрачається повністю.

Фізична теплота негорючих газів доменної печі дорівнює близько 420 МДж/т чавуну.

Втрати з відхідними газами сталеплавильного виробництва становлять більше 40 % теплового балансу мартенівської печі. Найбільш ефективним способом використання теплоти цих газів є встановлення регенераторів для підігріву повітря і послідовне використання котлів-утилізаторів для вироблення пари.

Відхідні гази електросталеплавильного виробництва становлять більше 20 % теплоти, що вноситься в піч. В основному вони використовуються в технологічних процесах для підігріву лому, палива та дуттєвого кисню, а також для виробництва пари.

Втрати теплоти відхідними газами методичних печей прокатного виробництва дорівнюють 47 % теплового балансу печей при тепловій потужності печі 250-300 МВт. Ця теплота в більшості випадків використовується у рекуператорах, в рекуперативних нагрівальних колодязях, регенеративних пальниках попереднього нагрівання металу, в котлах-утилізаторах тощо.

Інтерес становить відбір фізичної теплоти охолоджувального трансформаторного масла в силових трансформаторах і автотрансформаторах. На рисунку 9.4 зображено принципові схеми використання теплоти трансформаторного масла за допомогою теплообмінника і теплового насоса.

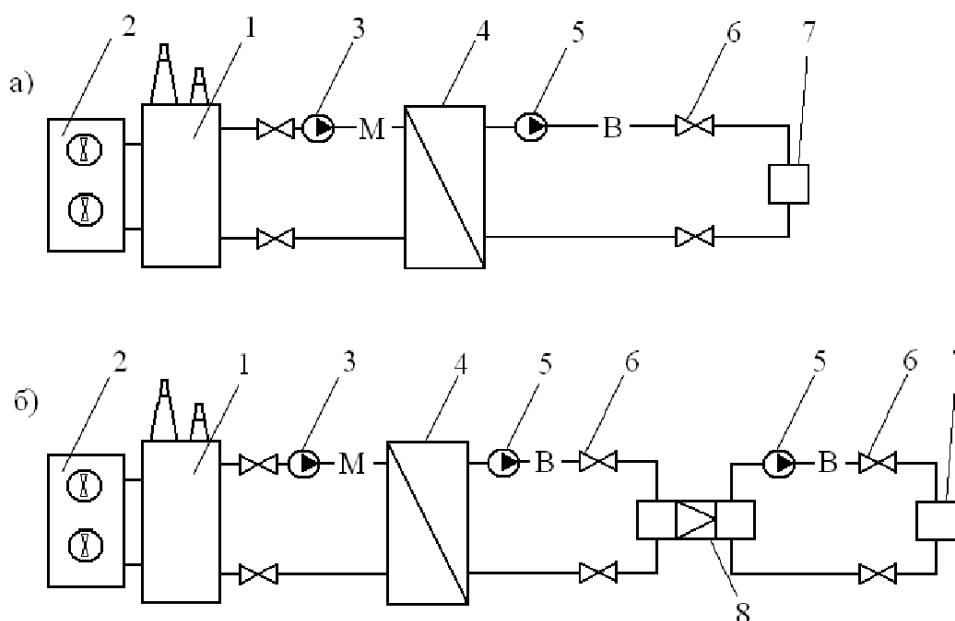


Рисунок 9.4 - Принципові схеми використання теплоти трансформаторного масла за допомогою теплообмінника (а) і теплового насоса (б):

- 1 - трансформатор; 2 - охолоджувач трансформатора; 3 - масляний насос;
4 - теплообмінник "масло-вода"; 5 - водяний насос; 6 - засувка;
7 - споживач теплоти; 8 - тепловий насос

Нагріте масло з верхньої частини бака трансформатора за допомогою масляного насоса подається в теплообмінник "масло- вода", встановлений поряд із трансформатором. У теплообміннику масло віддає теплоту воді, яка надходить до споживача по ізольованому трубопроводу з використанням водяного насоса. При допустимій температурі масла 60-65 °С температура вихідної води досягає 52-58 °С. Для виключення потрапляння води в масло необхідно забезпечити постійне перевищення тиску масла над тиском води.

При використанні теплового насоса у випарнику насоса вода віддає теплоту проміжному теплоносію (фреону, хладону тощо). Після стискання компресором і конденсації в конденсаторі теплового насоса температура проміжного теплоносія підвищується, і його теплота передається воді, що подається споживачам. При температурі масла 20-30 °С температура води в мережі споживача досягає значень 60-70 °С.

Схеми з відбором теплоти трансформаторного масла використовуються в Німеччині, Чехії та інших країнах. При цьому споживачу може подаватися як гаряча вода, так і нагріте повітря.

В Литві на одній з підстанцій здійснений відбір теплоти від автотрансформатора 125 МВА із первинною напругою 330 кВ. У результаті забезпечується тепlopостачання будинків із тепловим навантаженням 120 кВт, в тому числі 105 кВт на опалення і 15 кВт на гаряче водопостачання. Річна економія електроенергії становить близько 300 тис. кВт-год.

Фізична теплота системи охолоджуючої води доменної печі становить близько 340 МДж/(т чавуну), охолоджуючої води клапанів повітрянагрівача - 140 МДж/(т чавуну).

Теплові вторинні енергетичні ресурси нафтопереробної і нафтохімічної промисловості становлять мільйони тонн умовного палива на рік, а їх використання - близько 50 %; для промисловості будівельних матеріалів відповідно - 100-150 тис. т. п./рік і 15-17 %.

4. Шляхи використання ВЕР.

Установки з використання вторинних енергетичних ресурсів залежно від їх ролі, в основному в технологічному процесі, в якому утворюються ВЕР, можуть бути чисто утилізаційними й енерготехнологічними.

Утилізаційні установки - це такі, без яких основний технологічний процес може проходити без будь-яких змін.

Енерготехнологічні установки - це установки, без яких основний технологічний процес може зовсім не відбуватися або суттєво змінюватися при їх відключенні. До таких установок належать установки, в яких використовуються ВЕР для технологічного процесу, а саме: системи примусового охолодження технологічних агрегатів, системи підігрівання повітря тощо.

На практиці в широкому значенні до утилізаційних установок відносять як чисто утилізаційні, так і енерготехнологічні.

В промисловості для утилізації ВЕР використовуються такі типи утилізаційного обладнання:

- паливні котли для спалювання горючих ВЕР;
- котли-утилізатори;
- системи випарного охолодження технологічних агрегатів;
- рекуператори і регенератори;
- економайзери (водопідігрівачі) і теплообмінники;
- утилізаційні абсорбційні холодильні установки;
- теплові насоси;
- утилізаційні турбіни тощо.

Паливні котли використовуються для отримання пари шляхом спалювання горючих вторинних енергетичних ресурсів у спеціальних камерах згорання. Котли підрозділяються на газотрубні і водотрубні.

В газотрубному паливному котлі (рисунок 9.5) продукти згорання рухаються всередині димогарних труб невеликого діаметра, що утворюють поверхню нагрівання.

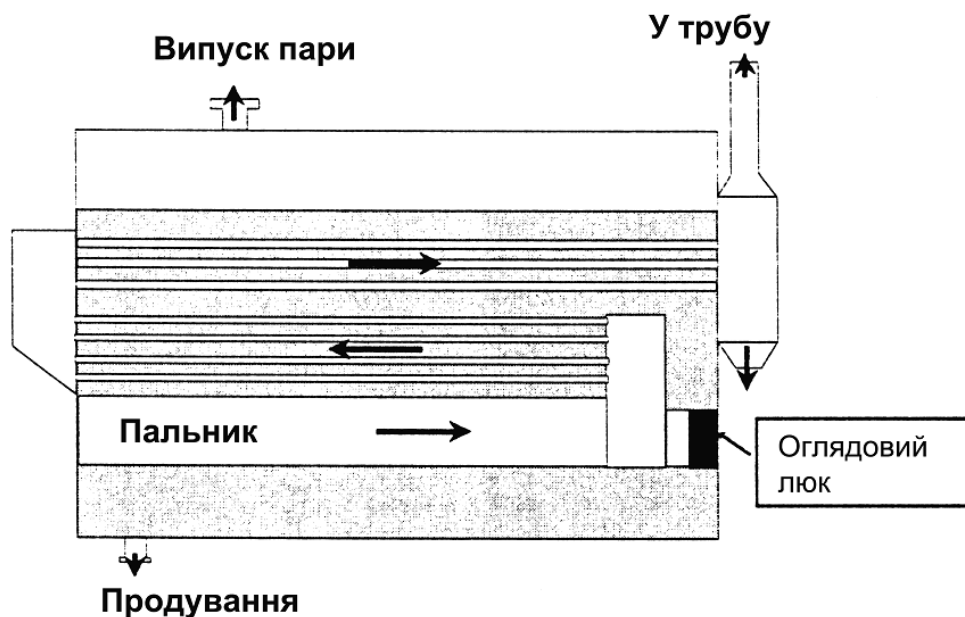


Рисунок 9.5 - Схема газотрубного паливного котла

У водотрубному газовому котлі (рисунок 9.6) відбувається нагрівання води в циркуляційних трубах, при цьому циркуляція води відбувається в результаті термосифонного ефекту або з використанням циркуляційного насоса.

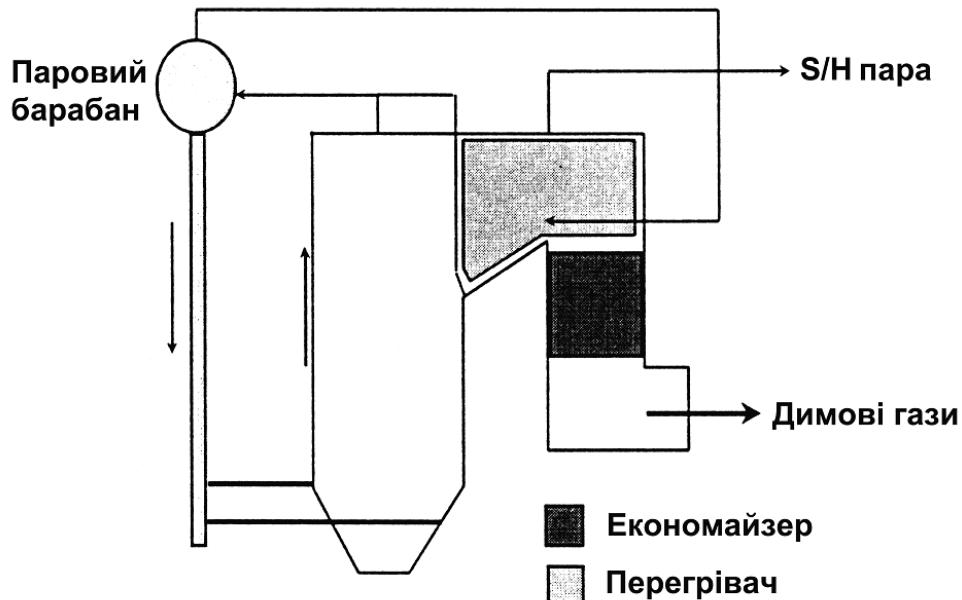


Рисунок 9.6 - Схема водотрубного паливного котла

Котли-утилізатори призначені для отримання безпаливної пари за рахунок використання теплоти відхідних газів технологічних агрегатів. Котли-утилізатори не мають паливного пристрою і по суті є теплообмінниками.

Газотрубний котел-утилізатор являє собою барабан із регульованим рівнем води, всередині якого розміщені горизонтально труби, по яких переміщуються відхідні газів з природною циркуляцією. По краях барабана кріпляться вхідна і вихідна газові камери. У верхній частині барабана передбачено сепараційний пристрій, від якого насичена пара йде до пароперегрівача, розміщеного у вхідній газовій камері у вигляді змійовика з горизонтальним розташуванням труб.

Лекція 10. Тема: Відроджувальні та нетрадиційні джерела енергії.

План лекції:

1. *Поняття та класифікація ВДЕ.*
2. *Розвиток у світі.*
3. *Розвиток та запаси в Україні.*

1. *Поняття та класифікація ВДЕ.*

Усі енергетичні ресурси на Землі, що є продуктами безперервної діяльності Сонця, можуть бути поділені на дві основні групи: акумульовані природою й у більшості випадків непоновлювальні та неакумульовані, але постійно поновлювальні. До першої групи належать запаси паливних копалин: нафта, кам'яне та буре вугілля, сланці, торф і підземні газів, а також термоядерна і ядерна енергія. До другої групи належать сонячне випромінювання, вітер, потоки рік, морські хвилі та припливи, внутрішнє тепло Землі.

Поновлювальними джерелами енергії називаються ресурси енергії, що постійно циклічно поновлюють енергетичну цінність і можуть бути перетворені на корисну роботу. Іншими словами, поновлювальні джерела енергії поновлюються постійно, без часових обмежень, тоді як використання традиційних палив обмежене наявними запасами.

Сонячна діяльність характеризується приблизними показниками, які загалом утворюють схему теплового балансу Землі (рисунок 10.1).

Класифікацію поновлювальних джерел енергії наведено на рисунку 10.2. Результатами прямої сонячної діяльності є тепловий ефект і фотоефект, внаслідок чого Земля отримує теплову енергію та світло. Результатом побічної діяльності Сонця є відповідні ефекти в атмосфері, гідросфері та геосфері, що викликають появу вітру, хвиль, зумовлюють течію річок, створюють умови для збереження внутрішнього тепла Землі.

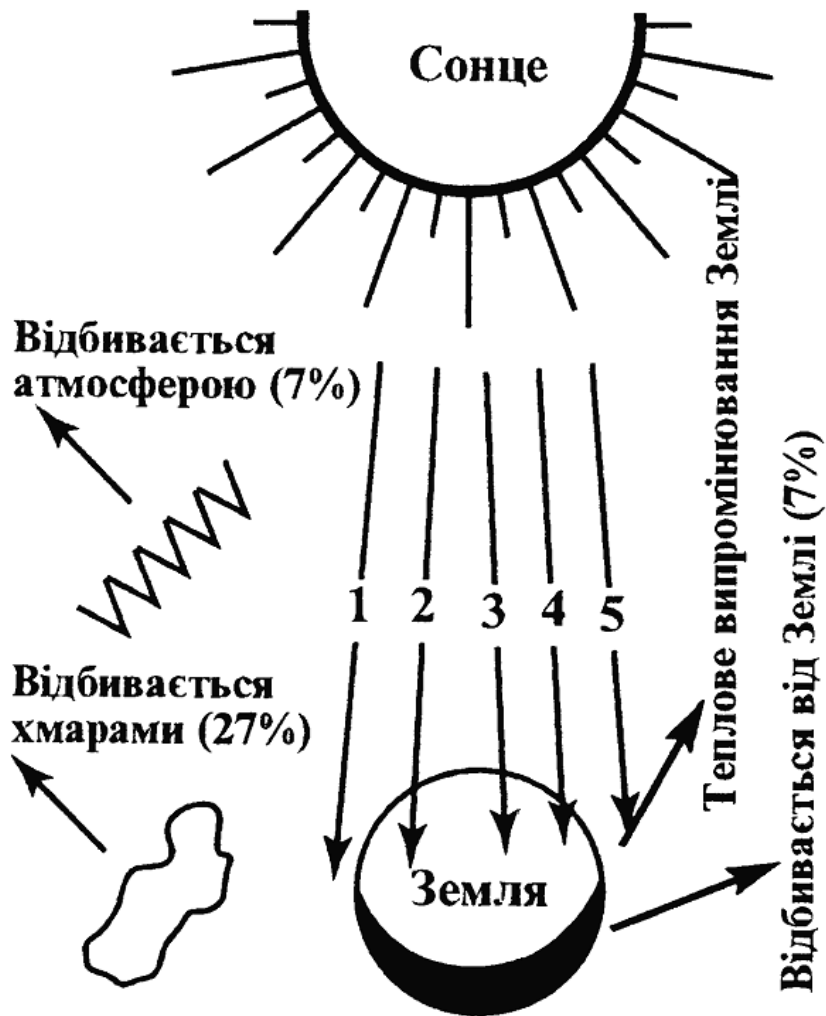


Рисунок 10.1 — Розподіл променевої енергії Сонця:
 1- перетворюється на енергію вітру (2,5%); 2 - перетворюється на енергію морських течій (0,04%); 3 - падає на поверхню океану (33%); 4 - падає на сушу (15%); 5 - засвоюється рослинами (0,12%)

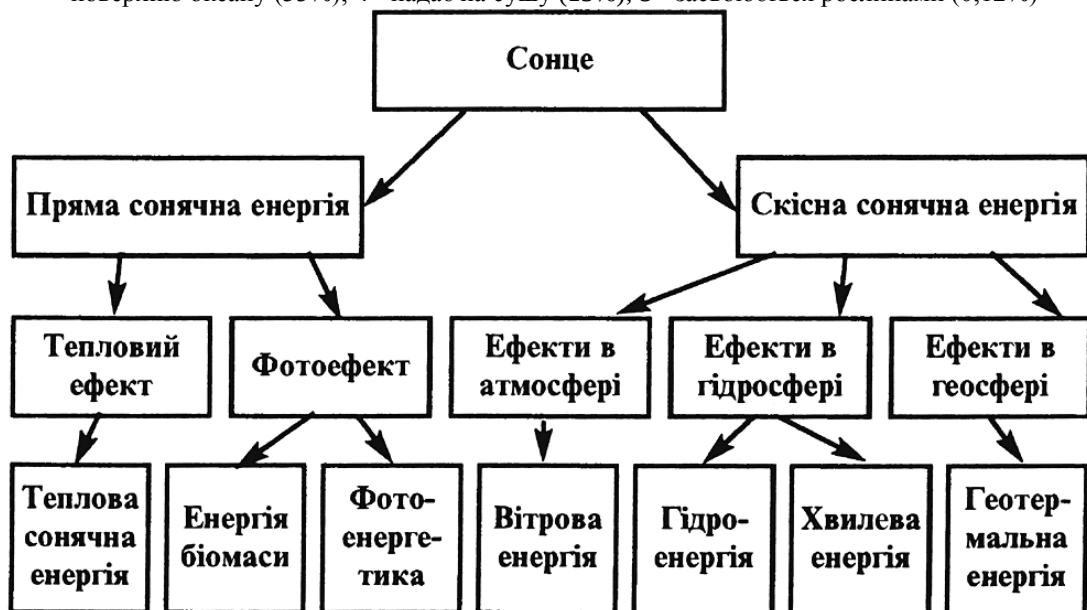


Рисунок 10.2- Класифікація поновлювальних джерел енергії

Переваги поновлювальних джерел енергії порівняно з традиційними такі:

- вони практично є невичерпними;
- не забруднюється довкілля;
- відпадає необхідність у добуванні, переробці та доставці палива;

- немає потреби використовувати воду для охолодження, вилучати золів відходи або продукти розпаду;
- немає необхідності у дефіцитних високотемпературних матеріалах, за винятком сонячних концентраторів теплоти;
- можуть працювати без обслуговування;
- немає потреби в транспортуванні енергії.

Основними факторами, що обмежують використання поновлювальних джерел енергії, є

- мала густина енергетичного потоку; для порівняння:

- гідравлічна енергія при $H = 100$ м і $V = 10$ м/с – $9,8 \text{ МВт/м}^2$;
- енергія атомної станції – $0,2 \text{ МВт/м}^2$;
- енергія припливних течій при $V = 4$ м/с – $4 \cdot 10^{-3} \text{ МВт/м}^2$;
- сонячна енергія – $1,36 \cdot 10^{-3} \text{ МВт/м}^2$;
- вітрова енергія при $V = 10$ м/с – $6 \cdot 10^{-4} \text{ МВт/м}^2$;
- геотермальна енергія – $3 \cdot 10^{-8} \text{ МВт/м}^2$;

- значна нерівномірність можливості вироблення енергії залежно від пори року і навіть доби;
- нерівномірне розміщення можливих місць вироблення енергії і концентрованих місць використання енергії;
- висока капіталоємність енергетичних установок і споруд.

Автономна енергоустановка з ПДЕ повинна мати або акумулятори, або установку-дублера, що працює на традиційному паливі. Якщо установка з ПДЕ приєднана до мережі, то мережа повинна взяти на себе компенсацію нерівномірності постачання енергії, для чого вона повинна мати достатню ємність і маневреність.

Необхідність використання поновлювальних джерел енергії визначається такими факторами:

- швидким зростанням потреби в електричній енергії, споживання якої через 50 років, за деякими оцінками, зросте в середньому в 3-4 рази, а в розвинених країнах - в 5-6 разів;
- вичерпуванням у найближчому майбутньому розвіданих запасів органічного палива;
- забрудненням докільоксидів азоту та сірки, вуглекислим газом, пилоподібними рештками від згорання видобувного палива, радіоактивним забрудненням і тепловим перегрівом при використанні ядерного палива.

2. Розвиток у світі.

У виробництві електричної енергії частка поновлювальних джерел енергії невелика і в цілому по світу вона становила в 2000 р.

1,6 % (без врахування великих ГЕС). Однак у ряді розвинених країн світу частка ПДЕ у виробництві електроенергії значно вища: Данія - більше 12 %, Італія - 2,8 %, Іспанія, Німеччина, Чилі - 2,7 %, Швеція

- 2,5 %, Великобританія - 2,4 %, США - 2,2 %.

Встановлену потужність різних видів ПДЕ для виробництва електричної та теплової потужності станом на 2000 р. наведено в таблиці 10.1.

Джерело енергії	Встановлена потужність по виробництву електроенергії, ГВт (ел.)	Встановлена потужність по виробництву теплової енергії, ГВт (тепл.)
Мала гідроенергетика	70	–
Теплові електростанції і котельні на біомасі*	30	200
Вітроенергетичні установки (мережні)	31	–
Геотермальні електростанції і станції тепlopостачання	8	17
Фотоелектричні установки	0,94	–
Сонячні теплові електростанції	0,4	–
Сонячні колектори	–	13

Таблиця 10.1 - Встановлена потужність різних видів ПДЕ для виробництва електричної та теплової енергії у світі

*У тому числі, що використовують біомасу в комплексі з традиційними паливами.

Енергія, що отримується від ПДЕ, як правило, дорожча за традиційну, що значною мірою впливає на ставлення до них сьогодні. Тому якщо в 70-80 роках минулого століття для розвинених країн стимулом розвитку ПДЕ були відомі нафтові кризи та побоювання, що вік дешевих традиційних палив закінчився, то сьогодні основним аргументом на користь використання ПДЕ в цих країнах є екологічна чистота, а для країн, що розвиваються, ПДЕ мають насамперед соціальне значення.

Теоретичні ресурси більшості видів поновлювальних джерел енергії є дуже значними. Однак тільки частина з них може бути використана існуючими і перспективними технологіями. Економічні (або комерційні) ресурси ПДЕ ще менші за різними додатковими обмеженнями: економічними, екологічними, соціальними, законодавчими тощо.

У зв'язку з цим поновлювальні енергетичні ресурси звичайно підрозділяються на теоретичні, технічні й економічні. Тому в технічній літературі прийнято розрізняти теоретичний (валовий або природний), технічний та економічний потенціали енергоресурсів.

Теоретичний (валовий або природний) потенціал - це максимально можливий обсяг використання енергетичного ресурсу даного виду (іншими словами, це сумарна енергія, яка зосереджена в даному виді енергоресурсу).

Технічний потенціал - це частина теоретичного потенціалу, яка може бути практично використана при існуючому рівні розвитку науки й техніки. Технічний потенціал, як правило, у 2-3 рази менше теоретичного (валового), але він постійно збільшується у міру вдосконалення обладнання та освоєння нових технологій.

В таблиці 10.2 наведено значення теоретичного і технічного потенціалів ПДЕ.

ПДЕ	Використання	Потенціал	
		технічний	теоретичний
Гідроенергія	10	50	147
Біомаса	50	> 276	2900
Енергія:			
– сонячна	0,0	> 1575	3 900 000
– вітрова	0,3	640	6000
– геотермальна	0,6	5000	140 000 000
– океану	–	–	7400
Разом	61	> 7600	144 000 000

Таблиця 10.2 - Потенціал поновлювальних енергоресурсів для світу в цілому, млн ТДж/рік

Економічний потенціал - це частина технічного, освоєння якого економічно виправдане в теперішній час при існуючому рівні цін на обладнання і матеріали, робочу силу і конкуруючі енергоресурси.

Сумарний теоретичний потенціал поновлювальних джерел енергії в декілька разів перевищує сучасний рівень світового споживання первинних паливно-енергетичних ресурсів. Тільки річний енергетичний потенціал сонячної радіації на поверхні Землі в 3000 разів вище загальної кількості споживаної у світі первинної енергії. Значні теоретичні потенціали мають й інші поновлювальні джерела енергії. Однак при існуючому рівні технологічного розвитку і кон'юнктурі, що склалася в теперішній час на світових енергетичних ринках, лише незначна їх частина може бути ефективно використаною. Так, якщо сумарний теоретичний потенціал припливної енергії у світі становить приблизно 22000 ТВт-год/рік, то лише 200 ТВт-год/рік можуть нині розглядатися як придатні до освоєння з технологічної та економічної точок зору. Проте і ця величина є дуже значною, вона перевищує сумарне річне виробництво електроенергії в Бельгії, Данії, Фінляндії і Португалії разом узятих.

Інтерес становить світова перспектива розвитку поновлювальних джерел енергії. Результати оцінки можливого використання поновлювальних джерел енергії в 2020 р., представлені Світовою енергетичною радою, наведено в таблиці 10.3.

Джерело енергії	Мінімальний сценарій		Максимальний сценарій	
	млн т н.е.	частка в структурі ПДЕ, %	млн т н.е.	частка в структурі ПДЕ, %
Біомаса з використанням сучасних технологій	243	45	561	42
Сонячна енергія	109	20	355	26
Вітрова енергія	85	16	215	16
Геотермальна енергія	40	7	91	7
Енергія малих річок	48	9	69	5
Енергія океанів	14	3	54	4
Разом:	539	100	1345	100
% до сумарної всесвітньої потреби в первинних енергоресурсах		3–4		8–12
н.е. – нафтовий еквівалент; 1 т н. е. = 10000 ккал/кг				

Таблиця 10.3 - Сценарії використання поновлювальних джерел енергії в 2020 р.

На цей час частка поновлювальних джерел енергії у світових обсягах енергоспоживання становить близько 12-14 %. Країни Європейського Союзу планують до 2010 р. збільшити частку поновлювальних джерел енергії з 6 до 10-12 %. Системні дослідження, виконані під егідою ООН, показують, що частка поновлювальних джерел енергії у світовому балансі споживання паливно-енергетичних ресурсів у 2050 р. може досягти 50 %.

У світі вартість електричної енергії від поновлювальних джерел енергії, виробленої на різних видах електростанцій, знаходиться в середньому на рівні традиційних електростанцій, за виключенням фотоенергетики, де вартість електроенергії в 4-5 разів вища. Спостерігається стійке зниження вартості електроенергії від поновлювальних джерел енергії, в тому числі і на фотоелементах.

Однією з головних переваг ПДЕ є зменшення викидів парникових газів, що досягається за рахунок заміщення електростанцій, які працюють на викопному паливі, генеруючими потужностями та поновлювальними джерелами. ПДЕ можуть відіграти свою роль у зменшенні місцевого забруднення повітря. Завдяки тому, що вони виділяють незрівняно менше забруднюючих речовин порівняно з традиційними джерелами, системи поновлювальних джерел зможуть поліпшити якість повітря в містах і зонах відпочинку.

3. Розвиток та запаси в Україні.

Необхідність і можливість розвитку енергетики України на базі поновлювальних джерел зумовлені такими причинами, як:

- дефіцит традиційних для України паливно-енергетичних ресурсів;
- дисбаланс у розвитку енергетичного комплексу України, орієнтованого на значне виробництво електроенергії на атомних електростанціях (до 25-30 %) при фактичній відсутності виробництв з отримання ядерного палива, утилізації та переробки відходів, а також виробництв із модернізації обладнання діючих АЕС (ядерних реакторів, котельного обладнання тощо);
- сприятливі кліматично-метеорологічні умови для використання основних видів поновлювальних джерел енергії;
- наявність промислової бази, придатної для виробництва практично всіх видів обладнання для поновлювальної енергетики.

Ресурси поновлювальних джерел енергії в Україні, їхній енергетичний потенціал та обсяги використання наведено в таблиці 10.4.

Джерела енергії	Теоретичний потенціал, МВт·год/рік	Використання нині, МВт·год/рік	Технічний потенціал, МВт·год/рік
Геліоенергетика	$720,0 \cdot 10^9$	$81,0 \cdot 10^3$	$0,13 \cdot 10^9$
Вітроенергетика	$965,0 \cdot 10^9$	$0,8 \cdot 10^3$	$0,36 \cdot 10^9$
Геотермальна енергетика	$5128,0 \cdot 10^9$	$0,4 \cdot 10^3$	$14,0 \cdot 10^9$
Біоенергетика	$12,5 \cdot 10^6$	$0,014 \cdot 10^3$	$6,1 \cdot 10^6$
Мала гідроенергетика	$17,4 \cdot 10^6$	$0,5 \cdot 10^6$	$6,4 \cdot 10^6$

Таблиця 10.4 - Ресурси поновлювальних джерел енергії України

Таким чином, тільки існуючий рівень використання малої гідроенергетики однаковий із технічним потенціалом, для інших поновлювальних джерел рівень використання на 4-7 порядків нижчий за технічно можливий потенціал.

Щодо перспективного освоєння поновлювальних джерел енергії, то згідно з пріоритетними напрямками розвитку показники їх впровадження наведено в таблиці 10.5.

Напрями освоєння ПДЕ	Рівень розвитку ПДЕ по роках			
	2005	2010	2020	2030
Біоенергетика	1,3	2,7	6,3	9,2
Сонячна енергетика	0,003	0,032	0,284	1,1
Мала гідроенергетика	0,12	0,52	0,85	1,13
Геотермальна енергетика	0,02	0,08	0,19	0,7
Вітроенергетика	0,018	0,21	0,53	0,7
Енергія довкілля	0,0	0,03	0,98	7,6

Таблиця 10.5 - Показники перспективного використання поновлювальних джерел енергії, млн т у. п./рік.

Лекція 11. Тема: Розвиток альтернативної енергетики в АПК.

План лекції:

1. Біоенергетика в АПК.
2. Перспективи використання енергії сонця в АПК.
3. Проблеми впровадження Систем енергозабезпечення з використанням ВНДЕ в АПК.

1. Біоенергетика в АПК.

Україна вважається зоною, придатною для активного розвитку біогазових технологій. За підрахунками фахівців науково-технічного центру „Біомаса”, в країні щорічно утворюється 52 млн. тонн гною, з якого можна отримати 2207 млн м³ біогазу. Його енергетичний потенціал дорівнює 1,59 млн. тонн умовного палива. Потенціал звалищного газу, що утворюється на великих українських полігонах ТПВ, становить 288 млн. м³ (0,19 т у.п.). Проте донедавна в Україні не було жодної великої біогазової установки, яка б працювала.

Сьогодні вже можна сказати, що закордонний досвід використання біогазу нарешті дійшов до українського села. Велику біогазову установку побудовано на фермі компанії „Агро-Овен” у селі Єленівка Дніпропетровської області. Передбачуваний вихід біогазу складає 3300 м³/добу.

В Україні досить перспективним і ефективним напрямом розвитку біомаси є виробництво біогазу із відходів твердих побутових відходів (ТПВ) та використання звалищного газу. В середньому у нас в країні переробляється лише 5 % міських твердих відходів, тоді як у м. Токіо – майже 100 %, у м. Нью-Йорк – близько 80-90 %. Загальний потенціал звалищного газу в ЄС сягає 9 млрд.м³/рік. Потенціал звалищного газу у США становить 13 млрд.м³/рік. Нещодавно міжнародна проектна і консалтингова компанія АРКАДІС (ARCADIS) отримала про завершення розробки найбільшого у світі енергетичного проекту з використанням біогазу, отриманого з ТПВ. Орієнтовно електростанція щорічно вироблятиме 170 тис. МВт.·год електроенергії. В Україні тільки міста генерують близько 40 млн. м³/рік ТПВ (10 млн. т/рік). Понад 90 % цієї кількості збирається та вивозиться на 655 звалищ, розташованих за 10-20 км від міст, переважно в сільській приміській місцевості. Із 140 полігонів ТПВ 90 – дуже великі, на них розміщується до 30 % всіх ТПВ України і саме вони є найбільш рентабельними в плані видобутку й використання звалищного газу. Суттєво зменшити викиди в повітря продуктів згоряння від викопного палива, що сьогодні є головними чинниками змін клімату, і скоротити обсяги радіоактивних відходів з атомних електростанцій, а також досягти значної економії у використанні енергетичних ресурсів для потреб молочного скотарства може дозволити застосування вітроенергетики. Новітні технології у галузі вітроенергетики можуть забезпечити високі результати навіть у

місцях з низьким рівнем вітрового потенціалу. У 2002 р. майже 90 % усієї встановленої потужності вітроенергетичних установок припадало на Німеччину, Іспанію і Данію. Зокрема частка Німеччини дорівнює 55 %. Зараз особливо набувають популярності малі БЕУ, що виробляють електроенергію (до 5 кВт). Обсяги встановленої потужності вітроенергетичних станцій (ВЕС) у Німеччині становлять 13000 МВт, Іспанії – 5100 МВт, США – 4700 МВт, Данії – 2950 МВт, Великій Британії – всього 570 МВт (за даними Британської вітроенергетичної асоціації, у 2002 році понад 25% пропозицій на будівництво вітростанцій тут були відхилені через заперечення операторів радіолокаційних станцій, оскільки лопаті БЕУ негативно впливають на роботу радарних систем). У світі вітроенергетичні установки вже сьогодні можуть задовольнити потреби в електроенергії 35 млн. споживачів. За останні 5 років встановлена потужність ВЕС у світі зросла у п'ятеро і досягла рівня близько 35 млн. кВт. В Україні, як і у всіх індустріальних країнах вітроенергетика розвивається здебільшого в напрямі створення вітроенергетичних установок великої і середньої потужності. Однак, специфіка сільськогосподарського виробництва, зумовлена великими площами й незначним споживанням енергії фермерами, потребує широкомасштабного розвитку ще й „малої” вітроенергетики з установками потужністю до 20 кВт, яка, за оцінками спеціалістів, може вирішити проблему повної електрифікації всієї сільськогосподарської території України. В молочному скотарстві використання такої енергетики є доцільним при організації відгінно-пасовищного утримання тварин влітку (електроогорожі культурних пасовищ). Особливо важливий екологічний аспект застосування вітроенергетики є для рекреаційних зон України, розташованих на півдні та у Карпатах, які, одночасно, є й найбільш сприятливими регіонами для використання вітрової енергії. Результати районування території України за швидкістю вітру та економічних розрахунків дозволяють оцінити потенціал так званої „великої” вітроенергетики у 14790 млн. кВт. – год. в рік, „малої” – 114168 млн. кВт. - год. в рік, що може дати економію в 49,4 млн т. ум. палива в рік. Згідно інших оцінок, вітровий технічно доступний енергетичний потенціал території України оцінюється еквівалентними ресурсами у 5-10 млн. тонн умовного палива. На противагу вітроустановкам, практично, де завгодно можна встановлювати сонячні системи Прикладом у освоєнні сонячної енергетики на сьогодні може бути Німеччина. Державна програма „100 000 дахів”, втілення якої завершилось у 2003 р. довела реальність успішного розвитку таких технологій у країнах з помірним кліматом. На думку окремих вчених, за певних умов, використовуючи досягнення сучасної енергетичної науки, „енергію сонячного випромінювання можна успішно використовувати на всій території України”.

2. Перспективи використання енергії сонця в АПК

За приблизними розрахунками, сонячна енергія на Україні оцінюється еквівалентними ресурсами в 400 млрд. т. у.п. Стимує використання геліоустановок для одержання енергії в Україні відсутність їх серійного вітчизняного виробництва. В Європі існує величезна кількість малих ГЕС, що відіграють важливу роль як в економіці загалом, так і в енергозабезпеченні віддалених районів, особливо сільськогосподарських, в яких є умови для розвитку тваринництва, зокрема молочного скотарства. За розрахунками Інституту електродинаміки Національної академії наук України, загальний гідроенергетичний потенціал малих річок України становить близько 12, 5 млрд. кВт/год, тобто близько 28% загального гідропотенціалу всіх річок країни. Теоретичний потенціал гідроенергії малих річок України за іншими оцінками становить у еквіваленті до електроенергії близько 50 млрд. кВт-год., що в чотири рази більше, ніж середньорічний рівень виробництва всього каскаду ГЕС на Дніпрі, а практичний потенціал для малих річок становить 40-55 МВт, що забезпечує вироблення 250-330 млн кВт/год. електроенергії щорічно. Головною перевагою малої гідроенергетики є дешевизна електроенергії, генерованої на гідроелектростанціях, та відсутність паливної складової в процесі отримання електроенергії. Сумарна встановлена потужність малих ГЕС у країнах ЄС дорівнювала 10500 МВт, з них 81 % – це Італія, Франція, Іспанія, Німеччина та Швеція. Європейський потенціал збільшення встановленої потужності оцінюється у 6000 МВт. Цікаво, що у 60-ті роки в Україні працювало ще біля 1000 малих ГЕС. Сьогодні в країні експлуатується 49 малих ГЕС загальною потужністю 90 МВт. Найбільше малих ГЕС в Україні встановлено на Закарпатті – потужність їх досягає 31,55 МВт, у Вінницькій області – 19,75 МВт, Кіровоградській області – 12,73 МВт. Лише 100 міні-ГЕС загальною потужністю понад 30 МВт можна відбудувати.

На підставі проведених досліджень можна зробити хибний висновок про ефективність відмови від єдиної енергомережі і запровадження децентралізованої енергосистеми на кожному об'єкті, яким може бути і окрема молочна ферма. Однак, вчені Центру альтернативних технологій, що знаходиться в горах Уельсу, дійшли висновку, що з екологічних і економічних міркувань найбільш оптимальною і надійною є змішана система, за якої відновлювана енергетика поєднуватиметься з традиційною. При цьому системи акумулювання підвищують коефіцієнт корисного використання вітрових і сонячних енергоустановок на 30-50 %.

Таким чином, на даний час комплексне застосування сучасних методів, технологій і технічних засобів для альтернативного енергозабезпечення молочного скотарства потребує додаткової законодавчої підтримки та довготермінової узгодженості державної політики у сфері енергозбереження. В Україні практично відсутнє серійне виробництво багатьох видів технологічного устаткування для використання нетрадиційних джерел енергії, що стримує їх широке застосування. Разом з тим, в Україні є усі об'єктивні передумови для інтенсивного розвитку використання нетрадиційних та альтернативних джерел енергії. Можливий об'єм використання відновлювальних джерел енергії в Україні оцінюється на рівні 1-2 % на 2005 р. та 4-8 % на 2010 р. Національною енергетичною програмою передбачається до 2010 р. 5 % потреб держави в електроенергії забезпечити за рахунок нетрадиційних природних ресурсів.

3. Проблеми впровадження Систем енергозабезпечення з використанням ВНДЕ в АПК.

Низькі темпи впровадження поновлювальних нетрадиційних джерел енергії (ПНДЕ) в сільське господарство України пояснюються, перш за все, високою ціною обладнання ПНДЕ, адже здебільшого вартість отриманої енергії перевищує вартість енергії від звичайних джерел. Надійність обладнання у багатьох випадках низька. Відсутні стандарти і гарантії на обладнання, що виробляється, а також організації, які спеціалізуються на розповсюдженні і сервісному обслуговуванні встановленого обладнання. В значній мірі масштаби і ефективність використання відновлюваних і нетрадиційних джерел енергії в сільському господарстві, зокрема у молочному скотарстві залежать від рівня еколого-енергетичної свідомості та освіченості працівників цих сфер. З метою вивчення їх рівня автором дисертації на протязі 2001-2002 рр. проведено анкетування серед індивідуальних виробників молока у Кам'янко-Бузькому, Жовківському та Сокальському районах Львівської області.

Серед 80 опитаних респондентів 95 % взагалі не мають поняття про вміст енергії у різних видах матеріальних ресурсів, що витрачаються в процесі виробництва молока. Після відповідного пояснення суті проблеми, 66 % респондентів серед найбільш вагомих чинників високої енергемісткості молока вказали на корми, 24 % - на електроенергію, лише 10 % в якості такого чинника назвали трудові затрати як наслідок відсутності механізації виробничих процесів в індивідуальному господарстві. Практично ніхто з опитаних не дав позитивної відповіді на питання, чи бачить він можливості зменшення витрат енергетичних ресурсів на виробництво молока у своєму господарстві. Дещо інші результати дало аналогічне обстеження, проведене серед спеціалістів 40 громадських господарств цих же регіонів, переважна більшість яких функціонують у формі ТзОВ. 72 % опитаних назвали корми в якості найбільш вагомого чинника високої енергемісткості молока. На другому місці – паливо і електроенергія (25 %). При виясненні думки щодо наявності можливостей зниження цього рівня більше половини (57 %) респондентів вказали на необхідність покращення раціону і на цій основі – підвищення продуктивності худоби, але при цьому зауважили щодо нереальності реалізації такого шляху внаслідок відсутності можливостей для покращення годівлі. 33 % респондентів бачать проблему глибше і за шлях зниження енергемісткості молока вважають, в першу чергу, зниження енергемісткості кормовиробництва. Лише 39% індивідуальних виробників молока і 57 % спеціалістів громадських господарств володіють певною інформацією на предмет можливості використання в молочному скотарстві альтернативних і нетрадиційних джерел енергії, проте ніхто (100 %) не має жодних ідей щодо шляхів впровадження таких джерел енергії у власному виробництві. Тільки 28 % спеціалістів громадських господарств мають певні знання у сфері можливої утилізації теплоти в системах створення мікроклімату в приміщеннях для утримання корів і в процесі охолодження молока та щодо інших аспектів енергозберігаючих технологій виробництва молока.

Лекція 12. Тема: Геліоенергетика

План лекції:

1. Способи виробництва електричної енергії з сонячного випромінювання.
2. Потенціал сонячної енергії України.
3. Приклади структурних схем геліоустановок.
4. Активні сонячні системи теплопостачання.
5. Сонячні колектори.
6. Пасивні сонячні системи.

1. Способи виробництва електричної енергії з сонячного випромінювання.

На поверхню земної кулі падає сонячне випромінювання, енергія якого становить близько $81000 \cdot 10^6$ МВт, з яких $27000 \cdot 10^6$ МВт припадає на континенти. Всесвітнє використання всіх видів енергії становить близько $10 \cdot 10^6$ МВт. Теоретично річний потенціал сонячного випромінювання в Польщі оцінюється приблизно у $1,1 \cdot 10^6$ ПДж у перерахунку на поверхню країни (близько 1000 кВт·год/м²/рік). Близько 80 % цієї енергії надходить у період з квітня до вересня. У Польщі річний потенціал, економічно доцільний для видобутку електричної і теплової енергії з енергії сонячного світла, оцінюється у 1340 ПДж. Передбачається, що до 2020 року фінансові і технічні можливості дозволять виробляти близько 20 ПДж електричної енергії.

Американські вчені порахували, що за годину наша планета одержує від сонця стільки енергії, скільки людство використовує впродовж року. Кількість сонячної енергії в умовах польських широт коливається у межах від 0 до $5,5$ кВт*год/м²/день, а впродовж місяця досягає кількості від $11,6$ - $160,1$ кВт*год/м² (рис. 1.1). До розрахунків приймалась середня потужність сонячної енергії впродовж року в Польщі на рівні 1000 кВт*год/м².

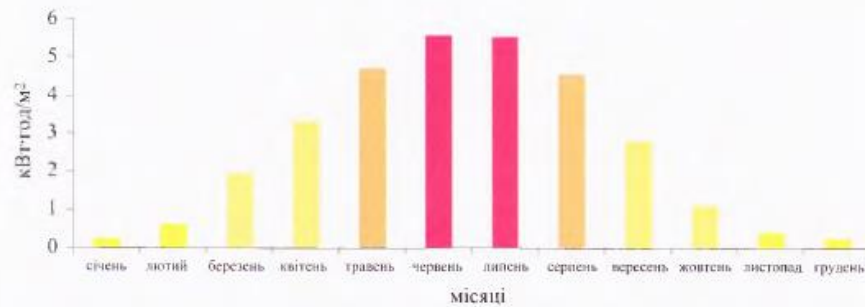


Рис. 1.1. Ефективність використання теплової енергії залежно від пори року [26]

Виникає питання: чому ж при такому потужному потенціалі дармової сонячної енергії її так важко перетворити на енергію, доступну для використання, та чому ж отримана від сонця енергія є такою дорогою. Причиною цього є мала щільність сонячної енергії, мала інтенсивність падаючих променів та їх нерівномірність, а також значна вартість перетворюючих пристроїв. При спалюванні кубу вугілля з ребром у 10 см і вагою близько 1 кг отримуємо енергію потужністю близько 10 кВт*год. Для отримання такої ж самої кількості енергії випромінювання сонця, використовуючи квадрат з ребром 10 см, необхідний рік.

Геліотермічний метод. Основними елементами в такій системі є: геліостати - дзеркала, що обігріваються енергією сонця і скеровують його віддзеркалені промені на розміщений у центрі установки на високій башті абсорбер. Абсорбер складається з труб, що фокусують на собі відбите від геліостатів сонячне випромінювання. Всередині труб абсорбера циркулює робоча рідина (натрій, літій, нітрат калію), пара якої обертає турбіну. Найбільшою сонячною електростанцією, діючою за цим принципом, є електростанція Барстов (Вагеїюху) потужністю 10 МВт, працююча в Каліфорнії (США). У даний час проєктуються електростанції потужністю 80 МВт, де башта абсорбера має висоту 225 м, геліостати розміщені на площі 450 м, температура робочої рідини досягає 530°C. Інший американський проєкт сонячної електростанції потужністю 250 МВт передбачається побудувати у пустелі, де інтенсивність сонячного випромінювання доходить до 1200 Вт/м². При цьому тиск робочої рідини досягає 15 МПа, а температура 500°C. Функціональну схему такої електростанції представлено на рис. 1.4. Швейцарський проєкт подібної електростанції потужністю до 50 МВт передбачає розміщення геліостатів на південних гірських схилах (рис. 1.5).

Іншим видом сонячної електростанції є лінійні сонячні колектори у вигляді параболоїдів, у центрі яких розміщені трубчасті абсорбери з циркулюючою робочою рідиною (рис. 1.6). Перегрітий теплоносієм використовується для підігрівання пари в турбіні, що обертає генератор, виробляючий електричну енергію. Система керування регулює положення сонячних колекторів перпендикулярно до падаючих сонячних променів. Це "слідкуючий" сонячний колектор.

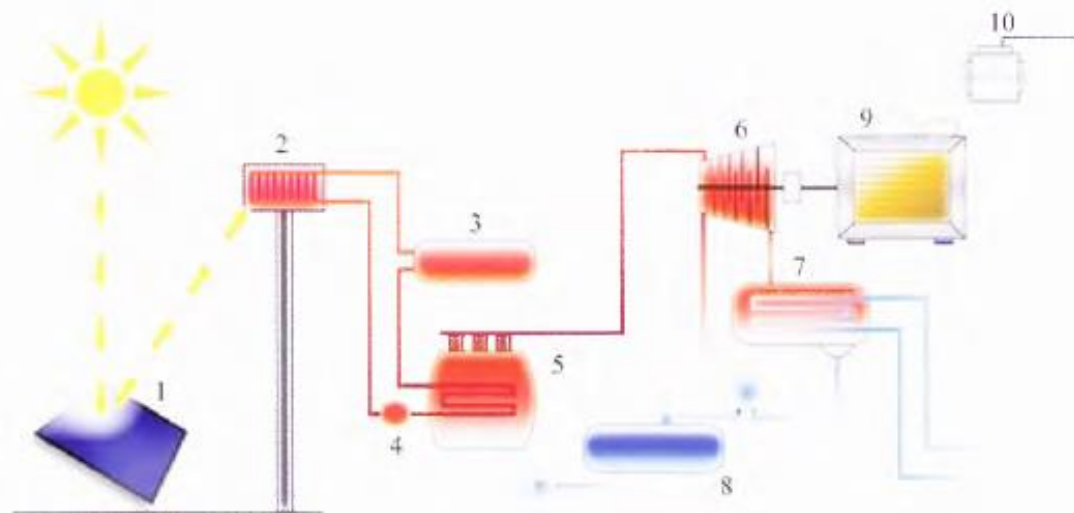


Рис. 1.4. Схема сонячної електростанції

1 - дзеркала, керовані комп'ютерами; 2 - абсорбер; 3 - збірник нагрітого натрію; 4 - циркуляційний насос; 5 - пароутворювач; 6 - парова турбіна; 7 - конденсатор пари; 8 - охолоджувач; 9 - генератор електричної енергії; 10 - трансформатор.



Рис. 1.5. Фотознімок геліотермічної електростанції

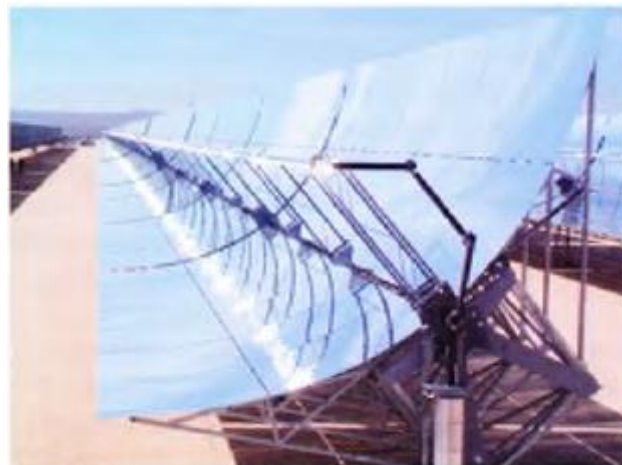


Фото геліотермічної електростанції „ Andasol”

Параболічні колектори є найбільш ефективним і якнайширше застосовуваним методом отримання сонячної енергії у великих масштабах.

Кошти на будівництво сонячних електростанцій становлять близько 3000-4000 \$/кВт.

Сонячна енергія використовується також для підігріву води у системах гарячого водопостачання (ГВП) та для попереднього часткового підігріву системи опалення.

Геліоелектричний метод. Геліоелектричний метод полягає в безпосередньому перетворенні енергії сонячного світла в електроенергію за допомогою фотоелектричних елементів (рис. 1.7). Такі елементи перетворюють на електроенергію не тільки пряме, але й розсіяне випромінювання сонця за хмарної погоди.

Першою електростанцією у якій були використані фотоелементи, є електростанція Карисса Плайнасс (Carissa Plainas) в Каліфорнії потужністю 6,5 МВт, побудована у 1985 році. Вартість будівництва цієї електростанції з фотоелектричними елементами в 1985 р. була близько 5000 \$/кВт. Потрібно брати до уваги те, що фотоелектричні ланки займають значну поверхню, що ускладнює реалізацію проектів такого типу. Для електростанції потужністю 1000 МВт необхідна площа у 50 км². Найбільша електростанція (потужністю 23 МВт) працює в Джимілії (Jumilii) в Іспанії.

Фотоелектричні електростанції мають потужність від декількох кВт до кількох десятків МВт.

На основі досвіду використання установок, виготовлених у Німеччині, Іспанії, Франції такими фірмами як ABB, Urbasolar, можна сказати що:

- вартість будівництва 1 МВт установки становить близько 7 млн. доларів (фотоелементи 53 %, генератори синусоїдального сигналу – 23 %, монтажні роботи 12 %, монтаж систем електрозабезпечення та телеметричних систем тощо – 13 %;

- електростанція потужністю 1 МВт займає поверхню близько 1 га;

- складається приблизно із 5000 модулів, потужністю 200 Вт кожен;

- час реалізації проекту приблизно 6 місяців;

- частина використання випромінювання 13-18 %;

- від станції в 1 МВт отриманий енергетичний ефект становить: на околицях Дрездена близько 1000 МВтгод, у Південній Іспанії приблизно 2200 МВт год.

-річна робота фотоелектричної електростанції (ФЕС) потужністю 1 МВт призводить до зменшення викидів CO₂ приблизно на 1300 тонн рік. Оцінюється, що видобуток електроенергії на ФЕС в умовах Польщі може відбуватися впродовж близько 1600 год./рік, при інтенсивності сонячного випромінювання 120 Вт/м².

Електроенергія вироблена фотоелементами, все частіше використовуються для потреб індивідуальних споживачів і живлення електроенергією невеликих комунальних і промислових об'єктів.

Наразі Україна входить у першу п'ятірку держав світу (Україна, США, Японія, Німеччина, Китай), що володіють самим потужним науковим і виробничим потенціалом для створення й випуску фотовольтажного обладнання та устаткування. Виробничі запаси України становлять понад 10% світових обсягів монокрystalічного кремнію для фотоелектричних перетворювачів. За попередні роки виготовлено біля 100 МВт фотоелектричних перетворювачів (ФЕПів) і встановлено 2 МВт автономних сонячних станцій з ККД на сучасному світовому рівні 14-16 %. Україна має також технології й досвід промислового отримання полікремнію - сировини для монокрystalічного кремнію, попит на якій у світі на сьогодні необмежений, а вартісні показники наближаються до 100 дол. США за 1 кг.

Щорічно в Україні виробляється фотоелектричних елементів загальною потужністю біля 150 МВт, які практично повністю ідуть на експорт - щорічні обсяги впровадження в Україні становлять лише близько 100 кВт.

Основним розробником устаткування для виробництва монокрystalічного кремнію (а в перспективі і для отримання полікремнію) в Україні є ДП ЦКБМ «Донець» м. Луганськ. За участю ДП ЦКБМ «Донець» сформована інвестиційна пропозиція проекту створення комплексу обладнання для отримання полікремнію шляхом очищення металургійного кремнію (сьогоднішнє вітчизняне виробництво якого складає близько 8,0 тис. т) і відновлення високопродуктивного виробництва високотехнологічної сировини в Україні за участю вітчизняних спеціалізованих підприємств. Конструкторським бюро разом з російськими фахівцям (ВАТ «Балтійська кремнієва долина - «Міжнародний проект «ПО- ЛПСІЛ», м. Сосновий Бор Ленінградської області) розглядається можливість створення принципово нового обладнання з екологічно чистим технологічним процесом для одностадійного отримання кремнію шляхом прямого розщеплення сполучення SiO_2 на кремній та кисень).

В Україні є ряд приладобудівних підприємств і підприємств мікроелектронного профілю для серійного випуску фотоелектричних перетворювачів

- „Квазар”, „Гравітон”, „Гамма”, „Родон”, „Дніпро” та інші. На сьогодні найбільші вітчизняні виробники монокрystalічного кремнію - ВАТ „Квазар” та ТОВ „Пілар”, м. Київ, забезпечують майже 10% світового обсягу виробництва (2,5 тис./рік), вимушені імпортувати полікремній (Киргизія, Китай, Японія, США та ін.), а іноді працювати і за давальницькою схемою. Нарощування обсягів виробництва стримується значним подорожчанням полікремнію у зв'язку із стрімким розвитком сонячної енергетики у світі.

В Україні промислове виробництво ФЕП, модулів та сонячних електростанцій збільшилось за останні три роки у чотири рази. Так, лише у 2005 р. ВАТ „Квазар”, м. Київ вироблено сонячно-енергетичних потужностей, здатних генерувати 24 МВт, з них встановлено в Україні 150 кВт. Українськими підприємствами здійснюється технічна допомога у реалізації проектів розвитку сонячної енергетики багатьох країн світу.

2. Потенціал сонячної енергії України.

Потенціал сонячної енергії в Україні є достатньо високим для широкого впровадження геліосистем як теплоенергетичного, так і фотоелектроенергетичного обладнання практично на всій території (рис. 1.2).

Сонячне випромінювання в Україні складає 3500-5200 МДж/м² за рік. Сезонний період для активного використання сонячної енергії у північних регіонах продовжується з квітня по вересень, а у південних з березня по жовтень, що становить 1900-2400 годин в рік. Загальне середньорічне сонячне випромінювання варіюється від 1070 кВт*год/км². у місяць в північних районах України до 1400 кВт*год/км². на півдні країни. За рівнем інтенсивності сонячного випромінювання (радіації) на території України необхідно виділити чотири зони, які показані нижче.

У першій та другій зонах знаходяться всі південні області України; більше половини території нашої країни знаходяться в третій зоні, четверта зона найменш придатна для використання сонячної енергії. Найбільша величина надходження сонячного проміння в першій зоні - 1350 кВт*год/км² в рік, а найменша в четвертій 1000 кВт*год/км². Для другої та третьої зон ці величини складають, відповідно, 1250 кВт*год/км² та 1150 кВт*год/км² за рік. У цілому територія України відноситься до зон з середньої інтенсивністю сонячної радіації. У реальних умовах величина густини прямої та дифузійної, сонячної радіації залежить від широти місцевості, прозорості атмосфери, характеристик земної поверхні, а також від часу доби та пори року. З цієї причини величина річного потрапляння сонячної радіації на 1 м² з поверхні землі суттєво варіюється для різних регіонів України та має статичний характер розподілу. Проте цілком очевидно визначальною тенденцією при цьому є збільшення густини сонячної радіації та кількості сонячних днів у напрямку з Півночі на Південь із відповідним збільшенням річного потрапляння сонячної радіації на 1 м: поверхні землі. На рисунку 1.3, зображеному нижче показані величини енергії сонячної радіації, що доходять до Землі протягом року на 1 м² горизонтальної поверхні в регіонах, представлених шістьма українськими містами. Неважко переконатися, що за 6 місяців теплого періоду року на поверхню Землі потрапляє велика доля річної кількості сонячної енергії. Кількість річної енергії сонячної радіації в великих містах України: Сімферополь - 4,99 ГДж/м², Одеса - 4,88 ГДж м.², Донецьк - 4,44 ГДж/м², Київ - 4,12 ГДж/м², Суми - 3,89 ГДж/м², Львів - 3.85 ГДж м.²

Річний технічно-досяжний енергетичний потенціал сонячної енергії в Україні є еквівалентним 6 млн т. у.п., його використання дозволяє заощадити біля 5 млрд м³ природного газу. Збільшення споживання сонячної енергії в багатьох місцях розв'язало б проблеми гарячого водопостачання в теплу пору року.



Рис. 1.2. Потенціал сонячної енергії України

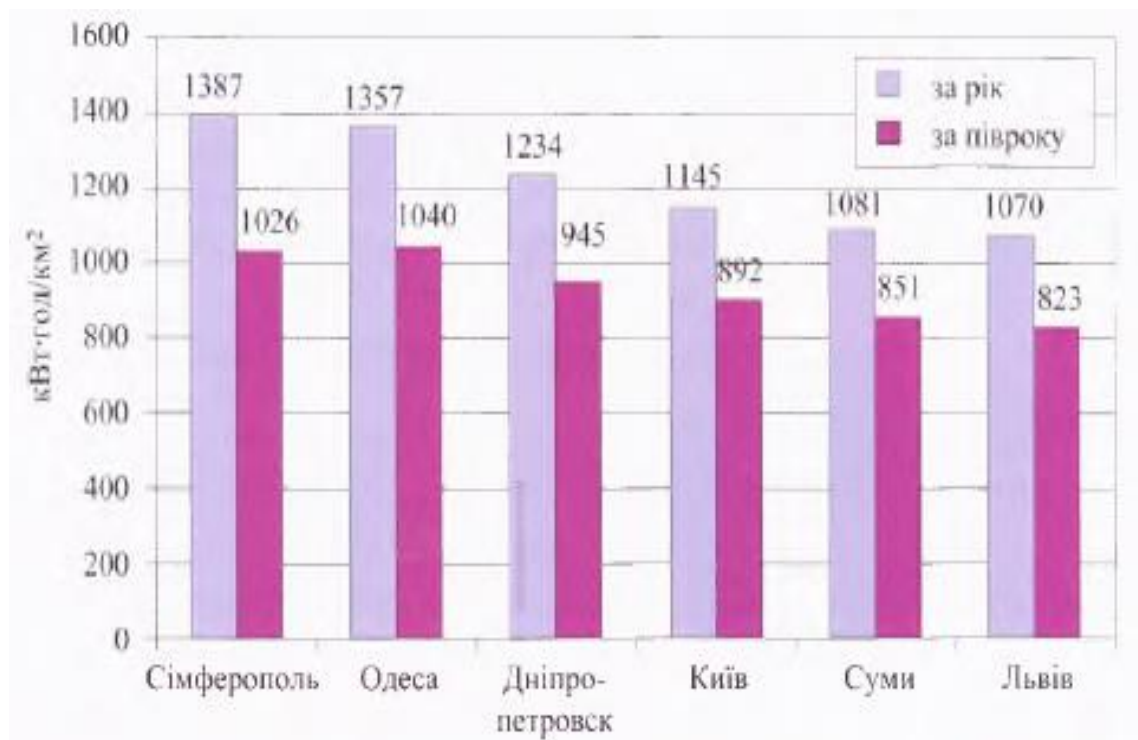


Рис. 1.3. Сумарна сонячна радіація на горизонтальну поверхню у різних містах України

1. Приклади структурних схем геліоустановок.

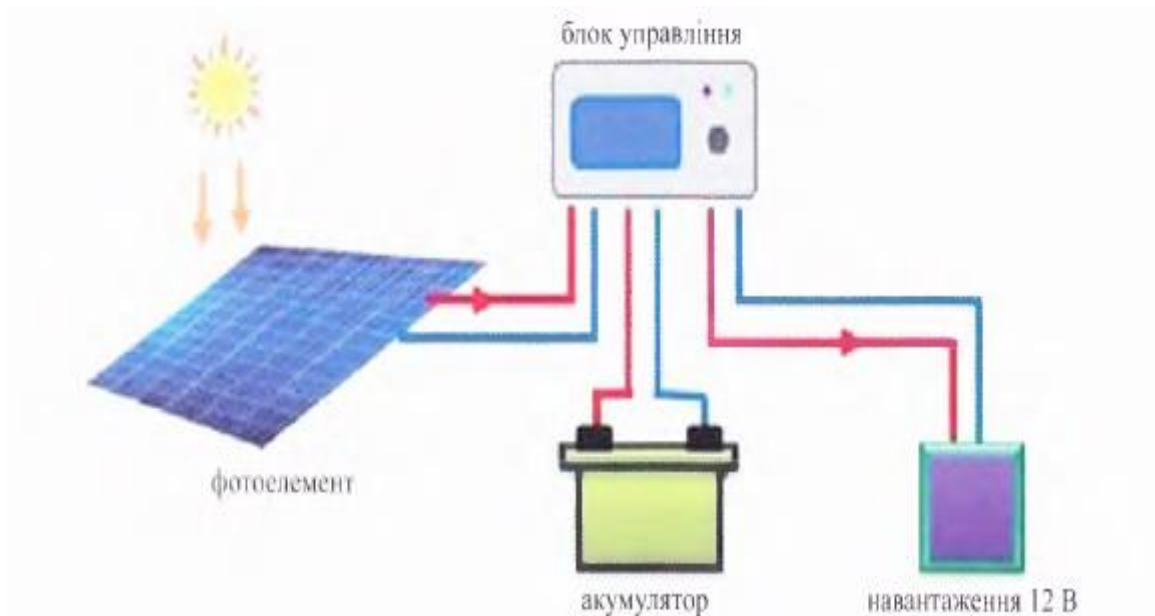


Рис. 1.37. Структурна схема геліоустановки: фотоелемент, акумулятор з навантаженням 12 В [100]

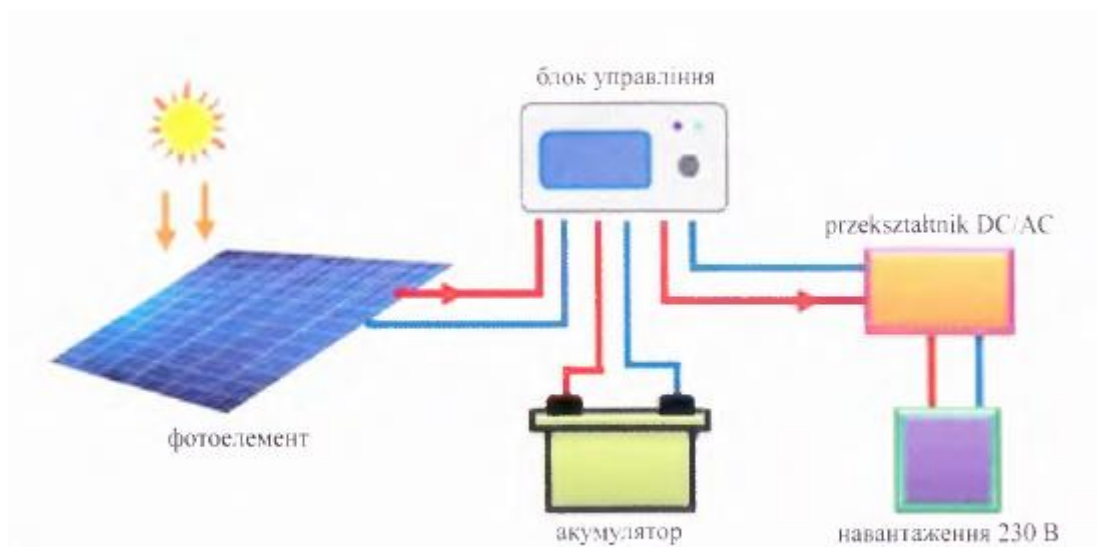


Рис. 1.38. Структурна схема геліоустановки: фотоелемент, акумулятор з навантаженням 230 В [100]

Лекція 13. Тема: Вітроенергетика. Енергія морів і океанів.

План лекції:

1. Характеристика вітру.
2. Потенціал вітрової енергії в світі та в Україні.
3. ВЕУ. Класифікація та принцип дії.
4. Загальні відомості.
5. Використання енергії хвиль.
6. Використання енергії припливів.

1. Характеристика вітру.

Енергія вітру є вічно поновлювальною й невичерпною, поки гріє Сонце. Вітер утворюється на Землі в результаті нерівномірного нагрівання її поверхні Сонцем. Розрізняють види вітрів: пасати, мусони, бризи.

Пасати утворюються в результаті нагрівання екваторіальної частини Землі. Нагріте повітря піднімається вгору, захоплюючи за собою повітряні маси з півночі і півдня. Обертання Землі відхиляє потоки повітря, в результаті чого утворюються рухомі цілорічні потоки повітря з постійною силою - північно-східний пасат у Північній півкулі і південно-східний пасат у Південній півкулі.

Пасати дують у приекваторній зоні, що знаходиться між 25° і 30° північної і південної широти відповідно. По-англійському пасати називаються trade winds, що буквально означає "торгівельні вітри" (тобто вітри, які допомагають торгівлі). Ця назва виникла в часи, коли міжнародна торгівля відбувалася в основному за допомогою парусних суден.

Мусони - це вітри, які дують в Індійському океані та пов'язані з сезонними змінами температури материка і океану. Літом сонячні промені сильніше нагрівають сушу і вітер дує з моря на сушу, зимою мусон дує з суші на море. Обертання Землі викликає відхилення мусонів вправо, в результаті чого влітку дують південно-західні мусони, а взимку - північно-східні.

Утворення місцевих вітрів на границі морів і великих островів, які отримали назву бризів, пояснюється так. Повітря над водною поверхнею впродовж світлої частини доби залишається порівняно холодним, оскільки енергія сонячного випромінювання витрачається на випаровування води та поглинається нею. Над сушею повітря нагрівається завдяки тому, що вона поглинає сонячну енергію менше, ніж поверхня води. Нагріте повітря розширюється і піднімається вгору, а його заміняє холодне повітря від поверхні води. Вночі суша охолоджується швидше, ніж вода, і температура над водою буде вища, ніж над сушею. Тому вітри міняють свій напрямок, і холодне повітря суші витісняє нагріте повітря водної поверхні.

Аналогічно місцеві вітри утворюються в гірській місцевості, де протягом дня тепле повітря піднімається вздовж схилів, а вночі холодне повітря спускається в долини.

В деяких країнах існують свої місцеві вітри. Так, на півдні Франції в березні-квітні холодний північний вітер - містраль - часто дує декілька днів підряд. У Північній Америці, на східних схилах Скалистих гір, дує теплий сухий вітер чинук. Він викликає значне підвищення температури і часто супроводжується швидким таненням снігів. Слово "чинук" мовою одного з місцевих племен означає "поглинач снігу".

Сила вітру - це одне з найдавніших використовуваних людством джерел енергії, яке, безперечно, є одним із найбільш економічних. Мореплавці використовували силу вітру для морських подорожей під вітрилами ще за 3500 років до нової ери. Прості вітряки були значно поширені в Китаї 2200 років тому. На Середньому Сході, в Персії близько у 200 р. до н. е. почали використовуватися вітряки з вертикальною віссю для перемелювання зерна. Перші персидські вітряки виготовлялися з в'язанок очерету, які прикріплялися до дерев'яної рами, що оберталася, коли дув вітер; стіна навколо вітряка спрямовувала потік вітру проти лопатей.

В XI ст. в Європі почали поширюватися вітряки, що завозилися мандрівними купцями та лицарями з хрестових походів. Ці перші млини постійно вдосконалювалися, спочатку голландцями, потім англійцями, і врешті набули конструкції з горизонтальною віссю. Жителі Голландії виявили, що вітром дуже зручно користуватися для відкачування води, щоб осушити землю, що для цієї країни, яка розташована в низинах і тому потерпає від повеней, є дуже актуальним. Найбільш активно в допромисловій Європі вітряки використовувалися у XVIII ст., коли лише в одній Голландії їх було понад сто тисяч. З їхньою допомогою мололи зерно, качали воду й пиляли дрова. Згодом більшість вітряків, нездатних конкурувати з дешевим і надійним викопним паливом, було замінено паровими двигунами. Однак і сьогодні вітряки використовуються досить широко.

В історії Сполучених Штатів вітряки відіграли дуже важливу роль в освоєнні Заходу Америки наприкінці XIX ст. Вони були життєво необхідні першим поселенцям Великих рівнин. Вітряки поставляли воду на залізницю та пасовища, в місця, віддалені від рік і джерел води. Пізніше вітряки стали використовувати у віддалених від населених пунктів господарствах для вироблення електричної енергії. За останні 100 років американці створили понад 8 млн вітрових установок для водопідняття, призначених у більшості випадків для пасовищ і худоби.

У старих вітряків лопаті були дерев'яними і могли використовувати близько 7 % енергії вітру. Завдяки новаторській праці Т. Перрі, який наприкінці XIX ст. провів близько 5000 експериментів із різними видами „коlesa" (тобто ротора), дерев'яні лопаті поступилися місцем лопатям з вигнутого металу, що збільшило ефективність установок вдвічі - до 15 %.

Використовували енергію вітру з давніх часів і в Україні. В 1917 р. тут було близько 30 тис. вітряків, потужність яких становила близько 200 тис. кВт. З початком колективізації кількість вітряків значно зменшилася, а прагнення до гігантизму в радянські часи практично витіснило їх із використання. Лише, починаючи з 1990-х років, ситуація з вітроенергетикою в Україні змінилася на користь її розвитку.

Метеорологія користується шкалою швидкості вітру - її називають шкалою Бофорта. Перший варіант шкали характеризує швидкості вітру в балах від 0 (штиль) до 12 (ураган). Пізніше для оцінки швидкості дуже сильних вітрів добавили показники від 13 до 17 балів. Показники шкали швидкості вітрів наведено в таблиці 1.

Таблиця 1 - Шкала Бофорта швидкості вітру

Бали шкали	Швидкість вітру, м/с	Потенційна питома потужність, Вт/м	Характеристика сили вітру	Характерні особливості вітру
0	0-0,4	0-0,04	штиль	дим підіймається вертикально вгору
1	0,4-1,8	0,04-3,8	тихий	на воді з'являються брижі, флюгер не рухається
2	1,8-3,6	3,8-30,3	легкий	шелестить листя, на воді виразне хвилювання
3	3,6-5,8	30,3-126,8	слабкий	коливається листя на деревах, розвиваються легкі прапори
4	5,8-8,5	126,8-400	помірний	коливаються тонкі гілки, підіймається пил
5	8,5-11	400-865	свіжий	розгойдуються листяні дерева, усі хвилі у баранцях
6	11-14	865-1783,6	сильний	розгойдуються товсті гілки, гудуть телефонні мережі
7	14-17	1783,6-3193	міцний	усі дерева розгойдуються, 3 гребнів хвиль зривається піна
8	17-21	3193-6020	дуже міцний	ламаються гілки дерев, важко йти проти вітру
9	21-25	6020-10156	шторм	зриваються димарі, невеликі руйнування
10	25-29	10156-15853	сильний шторм	дерева вириваються з корінням, значні руйнування
11	29-34	15833-25550	жорстокий шторм	широкомасштабні руйнування
12	>34	> 25550	ураган	спустошувальні руйнування

2. Потенціал вітрової енергії в світі та в Україні.

Україна має досить високий кліматичний потенціал вітрової енергії, який забезпечує продуктивну роботу не лише автономних вузлів живлення, але й по-тужних вітроелектростанцій. Вважається, що досяжна встановлена потужність вітро-електричних станцій (ВЕС) в складі централізованої енергосистеми України може складати до 16 000 МВт, а досягне виробництво електричної енергії може становити 25-30 ТВт/год/рік. Цю величину часто приймають як потенціал вітроенергетики. Необхідна площа під спорудження ВЕС становить 2500-3000 км², що досить реально з урахуванням мілководної частини Азовського та Чорного морів. За іншими оцінками в Україні можна використати 7000 км² земель для будівництва ВЕС сумарною потужністю 35 000 МВт, що дозволить забезпечити біля 2,5 відсотків від загального річного електроспоживання в Україні.

Інститутом відновлюваної енергетики НАН України проведено дослідження й створено «Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України», що має вигляд збірника картографічних, табличних і текстових матеріалів, систематизованих за основними напрямками впровадження відновлюваних джерел енергії на рівні областей України і АР Крим (рис. 1). Вітроенергетичний потенціал різних територій України характеризується середньорічними швидкостями вітру на рівні 7,0-8,5 м/с (на континенті - на висотах близько 100 м, а на акваторіях - близько 50 м), що дозволяє використовувати вітротехніку мегаватного класу потужності з річним коефіцієнтом використання потужності на рівні 0,3-0,4, тобто досить ефективно. Найбільш

придатними регіонами для будівництва вітро-електричних станцій великої потужності є Крим, Карпати, узбережжя Чорного і Азовського морів, Донбас. Експлуатація тихохідних багатолопатевих вітроустановок з підвищеним обертаючим моментом для виконання механічної роботи (помолу зерна, підняття та перекачки води і т. п.) є ефективною практично на всій території України.



Рис. 1. Територіальний розподіл вітрового потенціалу України

Україна має територіальні можливості для будівництва рентабельних ВЕС як на суші, так і на морських акваторіях в межах територіальних вод.

3. ВЕУ. Класифікація та принцип дії.

Головні елементи вітроагрегата - ротор (лопаті), генератор, коробка передач, башта, система регулювання режимами роботи тощо.

Існують дві принципово різні конструкції вітроустановок: з горизонтальною та вертикальною віссю обертання (їх конструктивні види подано на рисунку 2).

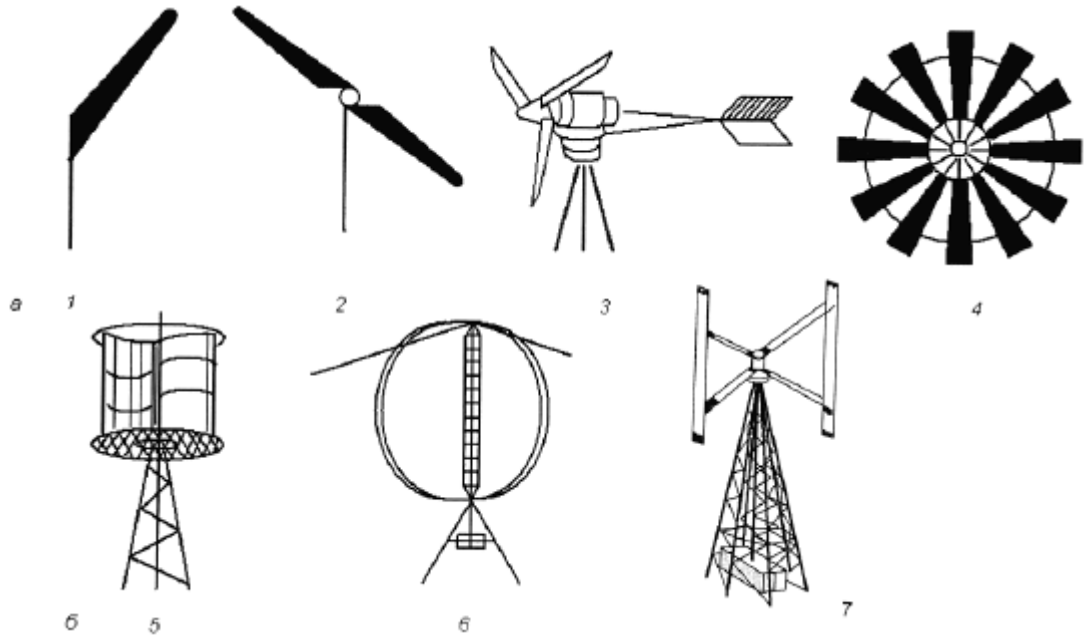


Рисунок 2 - Типи вітроустановок:

а - вітроколесо з горизонтальною віссю; б - вітроколесо з вертикальною віссю 1- одно лопатеве колесо; 2 - дволопатеve; 3 - трилопатеve; 4 - багато лопатеve; 5 - ротор Савоніуса; 6 - ротор Дар'є; 7 - ротор Еванса

Горизонтальні ВЕУ середньої потужності і мегаватного класу мають швидкохідне колесо у більшості випадків з 2-3 лопатями. Установки досягають максимальної потужності при значних обертах вітроколеса і тому використовуються для приводу електрогенератора, якому необхідна висока частота обертання.

ВЕУ зі значно більшою кількістю лопатів розвивають значну потужність при відносно слабкому вітрі, і максимум потужності досягається при невеликих обертах колеса. Такі установки раціонально використовувати як привод водяних насосів.

Конструктивну схему вітроустановки з горизонтальною віссю показано на рисунку 3.

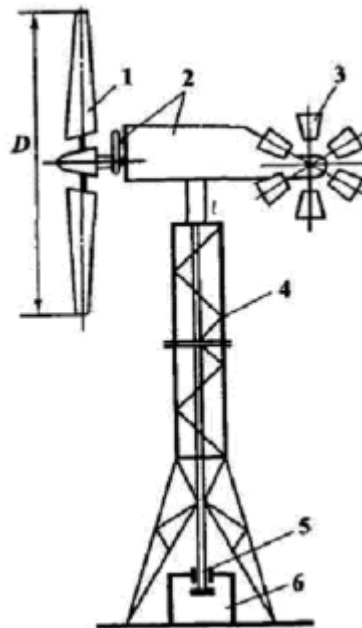


Рисунок 3 - Конструктивна схема ВЕУ з горизонтальною віссю обертання:

1 - робоча лопать; 2 - трансмісія; 3 - віндроза; 4 - башта;
1 - вал відбирання потужності; 6 - електрогенератор

2

Основними елементами вітроенергетичної установки є вітроприймальний пристрій (лопаті), редуктор передачі крутильного моменту до електрогенератора, електрогенератор і башта. Вітроприймальний пристрій разом з редуктором передачі крутильного моменту утворює вітродвигун. Завдяки спеціальній конфігурації вітроприймального пристрою в повітряному потоці виникають несиметричні сили, що створюють крутильний момент.

Оскільки вітер може змінювати свою силу та напрямок, вітрові установки обладнуються спеціальними пристроями контролю та безпеки. Ці пристрої складаються з механізмів розвертання осі обертання за вітром

(віндроза), нахилу лопатів відносно землі при критичній швидкості вітру, системи автоматичного контролю потужності й аварійного відключення для установок великої потужності.

Вітроенергетичні установки з вертикальною віссю обертання мають перевагу перед установками з горизонтальною віссю, яка полягає насамперед у тому, що зникає необхідність у пристроях для орієнтації на вітер, спрощується конструкція та знижуються гіроскопічні навантаження, які зумовлюють додаткову напругу в лопатях, системі передач та інших елементах установки, можливість встановлення редуктора з генераторами в основі башти.

Конструктивну схему вітроустановки з ротором Дар'є зображено на рисунку 4.

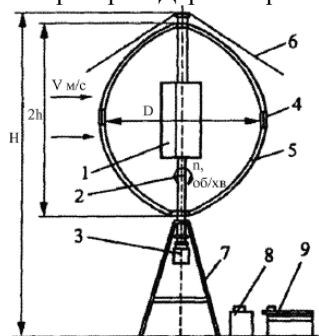


Рисунок 4 - Конструктивна схема ВЕУ з вертикальною віссю обертання:

- 1 - стартер (ротор Савоніуса); 2 - вал; 3 - електрогенератор;
4 - гальмівний пристрій; 5 - робоча лопать; 6 - розтяжки; 7 - рама;
8 - перетворювач напруги; 9 - акумулятор

До найбільш розповсюджених типів вертикально-осьових установок належить ротор Дар'є. В ньому обертальний момент утворюється підйомною силою, що виникає в лопатях, які мають аеродинамічний профіль. Ротор Дар'є розкручуватися самостійно не може, тому для його запуску використовується генератор, який працює в режимі двигуна, або стартер, який має назву ротора Савоніуса. Ротор Савоніуса обертається силою опору, обертаючий момент виникає завдяки різному опору, що створюється повітряним потоком увігнутої і вигнутої лопатей ротора.

Принцип дії вітрової установки

Основою роботи ротора вітрової електростанції є створення різниці тисків між нижньою і верхньою поверхнею лопатей (рис. 5). Виникає вона завдяки відповідній формі лопаті. Потік повітря, що протікає над верхньою поверхнею лопаті, має довший шлях, ніж потік, що обтікає нижню частину лопаті. Завдяки цьому над верхньою поверхнею виникає область з пониженим тиском, а під нижньою поверхнею лопаті виникає область з підвищеним тиском. Внаслідок різниці тисків на лопать починає діяти аеродинамічна сила, спрямована у бік меншого тиску (лопать всмоктується в область меншого тиску). Так само виникає «підймальна сила» крила літака, що дозволяє йому відірватися від землі. У випадку ВЕУ ця сила зумовлює обертовий рух пропелера.

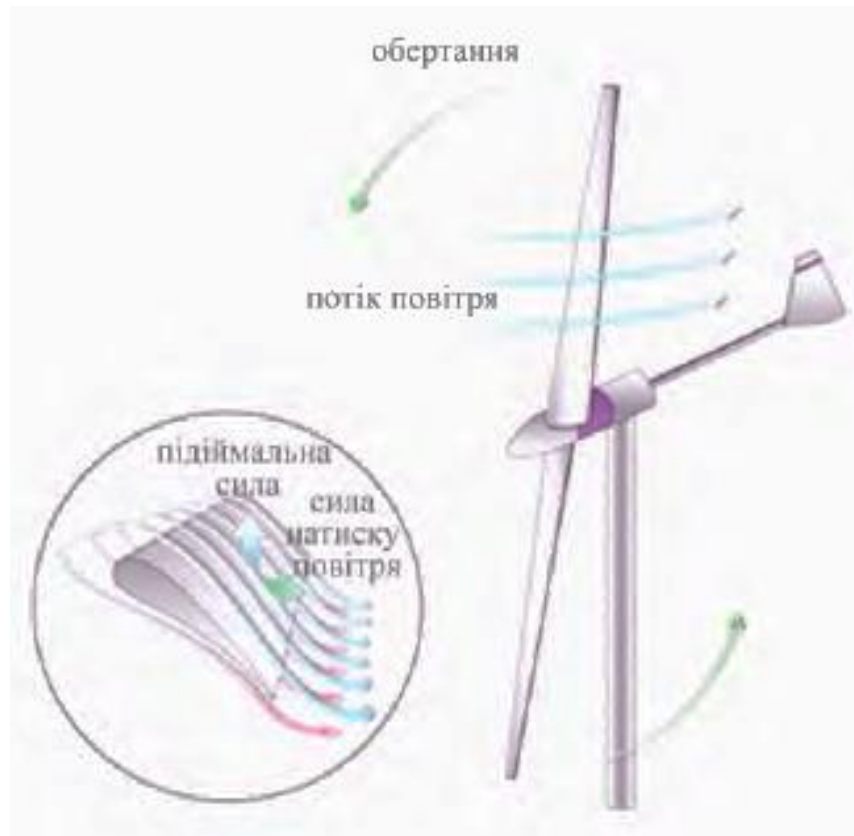


Рис. 5. Принцип роботи вітрової турбіни

Для ВЕУ важливо збереження обертального руху пропелера навіть при міні-мальних значеннях швидкості вітру, та захист від виривання ротора з гондоли при надмірних значеннях. Тому ротор вітрового ротору проектується таким чином, щоб була можливість за допомогою зміни куту нахилу лопатей змінювати силу натиску повітря й обертаючий момент ротору.

4. Загальні відомості.

Запаси енергії у Світовому океані колосальні, адже дві третини земної поверхні (361 млн км²) займають моря та океани: акваторія Тихого океану становить 180 млн.км², Атлантичного - 93 млн км², Індійського - 75 млн км².

Потенційні та технічно реалізовані ресурси джерел енергії Світового океану наведено в таблиці 1.

Табл.1 - Енергетичні ресурси Світового океану

Види джерела енергії	Потужність, кВт		Вироблення теплової енергії, кВт·год/рік		ККД перетворення, %
	Потенційні ресурси	Технічно реалізовані	Потенційні ресурси	Технічно реалізовані	
Течії	10^8	$5 \cdot 10^7$	$(4-7) \cdot 10^{13}$	$0,4 \cdot 10^{12}$	75
Хвилі	$7 \cdot 10^{10}$	$2,7 \cdot 10^{10}$	$6 \cdot 10^{14}$	$2,5 \cdot 10^{13}$	90
Припливи	$2,7 \cdot 10^8$	$3 \cdot 10^7$	$2,5 \cdot 10^{13}$	$2,5 \cdot 10^{11}$	35
Перепад температур	$5 \cdot 10^{10}$	$2 \cdot 10^9$	$2,5 \cdot 10^{17}$	$4 \cdot 10^{14}$	6
Гradientи солоності	$3 \cdot 10^{10}$	$2,6 \cdot 10^9$	$2,5 \cdot 10^{14}$	$2,0 \cdot 10^{13}$	25
Морська біомаса	$3 \cdot 10^8$	$2 \cdot 10^7$	$1,25 \cdot 10^{14}$	$1,25 \cdot 10^{12}$	35

Такі величезні запаси енергії та різноманітність її форм - гарантія того, що в майбутньому людство не буде відчувати її браку.

Найбільш поширеним способом використання енергії морів та океанів на сьогодні є спорудження установок, що використовують енергію хвиль, і припливних електростанцій (ПЕС).

5. Використання енергії хвиль.

З точки зору енергетики морські хвилі являють собою концентровану форму вітрової енергії. Механічна енергія хвилі пропорційна довжині і квадрату висоти хвилі. Сумарна хвильова потужність Світового океану оцінюється на 2700 ГВт.

За оцінками спеціалістів, енергія морських та океанських хвиль становить приблизно 30 % всієї використовуваної у світі енергії.

Питома потужність хвилі висотою 6 м перевищує 100 кВт на 1 погонний метр фронту хвилі. Відомим є випадок, коли хвилі викинули камінь масою 69,5 кг на покрівлю маяка висотою 40 м над рівнем моря (штат Орегон, США). У Франції (м. Шербур) хвилі перекинули валун масою 2700 кг через дамбу висотою 6м. В 1971 р. хвиля висотою 27 м знесла бурову вишку на острові Ванкувер у Тихому океані. Максимальна висота хвиль була зареєстрована в Тихому океані і досягала 35 м.

Значну увагу приділяють застосуванню енергії морських хвиль. Бакени та маяки, які використовують цю енергію, вже покрили прибережні води Японії.

Запропоновано багато різних способів використання електричної або інших видів енергії, що виробляється хвильовими енергоустановками. Серед них - електропостачання віддалених від енергосистеми прибережних, островних і розташованих у відкритому морі установок, зарядження акумуляторів і газових балонів, отримання кисню й азоту, опріснення морської води шляхом електролізу, використання установок як хвилеломів для захисту берегів від руйнування тощо.

Разом із тим існують обставини, які стримують розвиток хвильових енергоустановок, до них належать: низький ступінь концентрації енергії, розосередження енергії на великій поверхні, непостійне хвилевідтворення в часі, низька швидкість руху хвиль при значних силах їхньої дії. Крім того, потужність хвильової електростанції неможливо регулювати в часі з врахуванням інтересів споживачів.

Таким чином, коли проектується хвильові енергоустановки, слід насамперед вирішувати питання концентрації та акумулювання енергії, а також ефективного її перетворення з максимальним використанням наявних технічних рішень.

Основними шляхами розвитку хвильових енергоустановок є підвищення концентрації енергії хвиль й енергоємності акумуляторів, їхньої надійності та ефективності перетворення енергії.

Найбільш розповсюдженими хвильовими установками, що широко досліджуються в різних країнах світу, є поплавкові установки. Робоче тіло таких установок - поплавок, що знаходиться на поверхні моря, - здійснює вертикальні коливання відповідно до змін рівня води при наявності хвилі. Вертикальне переміщення поплавка використовується або для попереминого стискання газу чи рідини в певній ємності, або для переміщення осердя в електромагнітній обмотці, або для перетворення цих переміщень в обертальний рух вала електричного генератора, або в тиск робочої рідини з використанням поршневого насоса тощо.

Серед усіх проектів використання енергії хвиль, що знайшли практичне втілення, виділено чотири:

- “пірнаюча качка” Солтера;
- пліт Кокерела;
- випрямляч Расела;
- коливальна водяна колонка (резервуар).

Ефективність поплавкових установок зростає, якщо використовувати ексцентричні поплавки, які не тільки розгойдуються на хвилях, а й сприймають тиск набігаючої хвилі. Зміна кутового положення поплавка відносно валу, що проходить через нього, перетворюється з допомогою зубчатої передачі в обертальний рух вала генератора. Схему роботи “пірнаючої качки” Солтера зображено на рисунку 1.

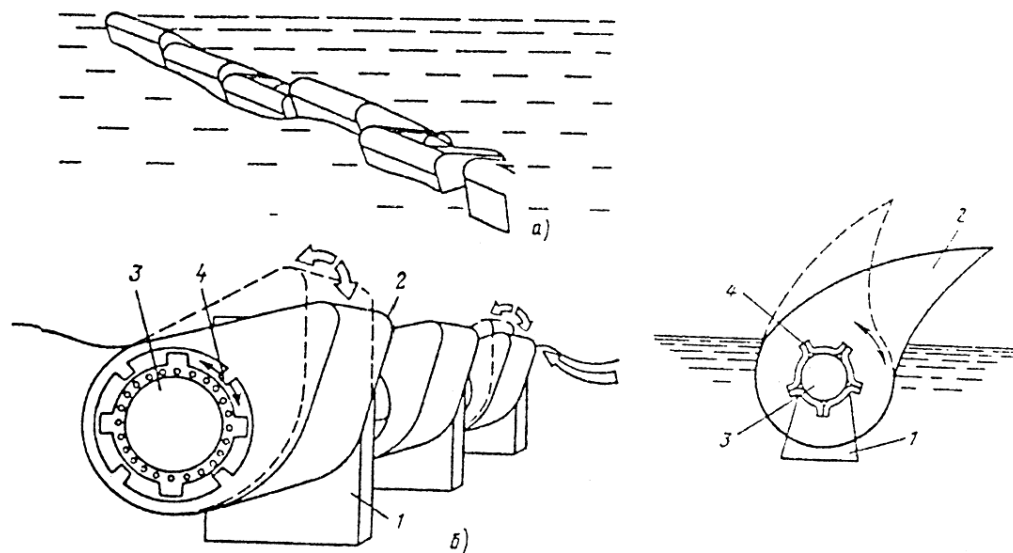


Рис. 1 - “Пірнаюча качка” Солтера:

- а) - частина плоту на водній поверхні; б) - окремий елемент плоту 1 - опорна конструкція;
2 - ексцентричні поплавки; 3 - опорний вал;
4 - силовий перетворювач

Пліт Кокерела складається з трьох шарнірно з'єднаних понтонів, які перебувають на плаву і відтворюють коливання хвиль. Їхнє підняття й опускання приводить в дію гідравлічні тарани, які з'єднують понтони. Стискання і розтягування таранів передається робочій рідині, яка діє на гідравлічний генератор, що виробляє електричний струм. Трисекційний хвильовий пліт Кокерела має довжину 100 м, ширину 50 м і висоту 10 м, може дати потужність до 2 тис. кВт; вся конструкція утримується на місці якорями. Схему шарнірних з'єднань і розташування плоту на хвилях показано на рисунку 2.

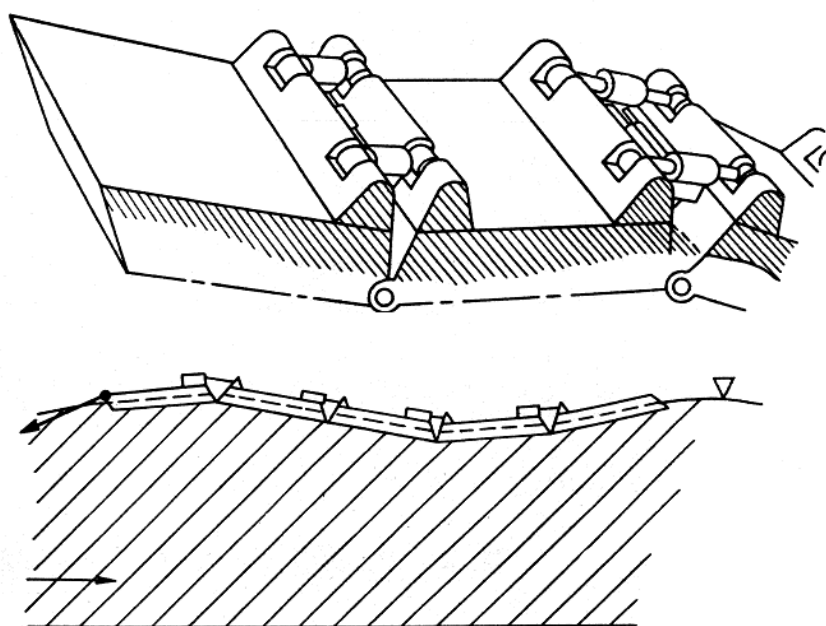


Рис. 2 - Хвильова енергетична установка - пліт Кокерела

Випрямляч Расела регулює рух води таким чином, що вона надходить у турбіну тільки в одному напрямку. Схему роботи випрямляча Расела подано на рисунку 3.

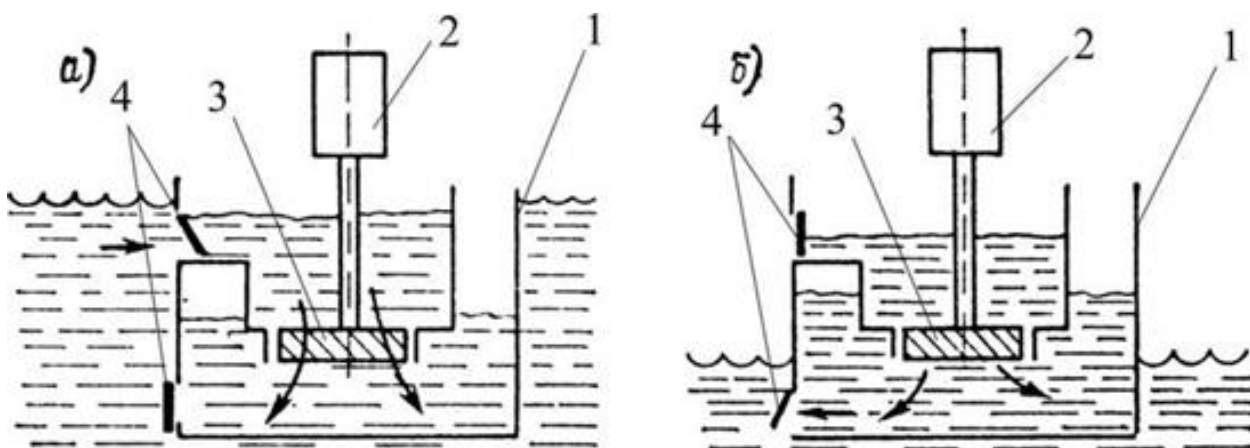


Рис. 3 - Випрямляч Расела:

а) - верхнє положення рівня води; б) - нижнє положення рівня води; 1 - конструкція установки; 2 - електрогенератор; 3 - гідрравлічна турбіна; 4 - клапани

Коливальна водяна колонка (резервуар) відрізняється від попередніх проєктів. Вона перетворює енергію хвиль на потенціальну енергію стиснутого повітря, яке потім віддає енергію повітряній турбіні.

Ідея колонки належить японському морському офіцеру Масуді, який винайшов плаваючий хвилеріз. Він довів, що коли хвилеріз зробити у вигляді перевернутої камери з отворами у верхній частині, то висота хвиль усередині буде значно меншою, ніж ззовні, оскільки хвиля вирівнюватиметься під дією потоків повітря, що проходять крізь отвори. Інтенсивні повітряні потоки постійно надходять у середину камери і виходять з неї внаслідок піднімання та опускання колони. Пневмобуй Масуді при русі вверх і вниз із вказаними потоками повітря зображено на рисунку 4.

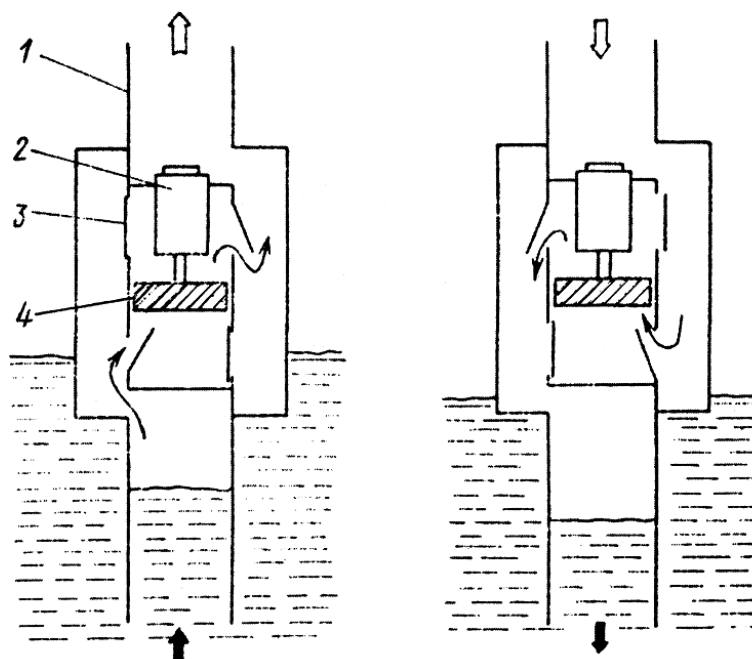


Рис.4 - Пневмобуй Масуді:

1 - корпус; 2 - електрогенератор; 3 - клапани; 4 - повітряна турбіна

Становить інтерес багатоступінчастий хвильовий насос, схему якого показано на рисунку 5. Один його ступінь вміщує гофрований патрубок 1, вихідний клапан 2, демпфуючий резервуар 3, вихідний клапан 4 і тонкий гнучкий лист 5, який вертикально входить у воду. За допомогою хвильового насоса здійснюється перетворення кінетичної та потенціальної енергії на направлений рух рідини. Подальше перетворення кінетичної енергії рідини, що рухається, на електроенергію відбувається за допомогою гідрравлічних турбін, які обертають електрогенератор.

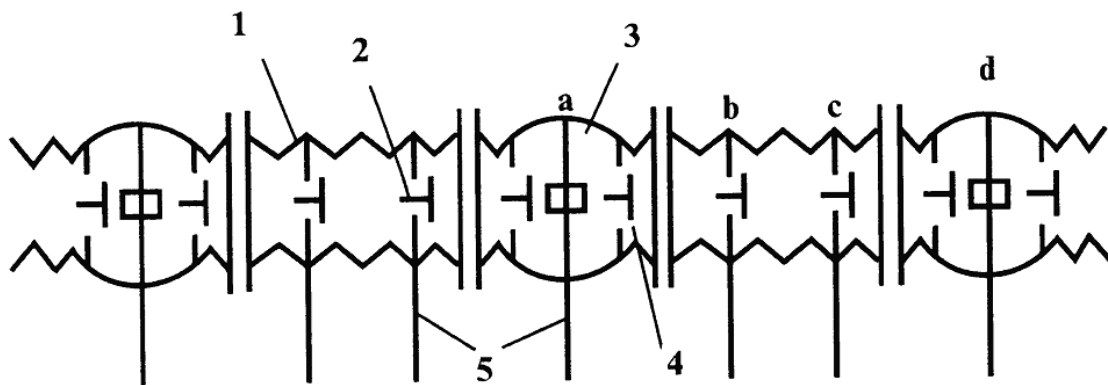


Рис. 5 - Схема багатоступінчастого хвильового насоса

У Данії, Норвегії та Швеції хвильові станції розташовані на плотам, з'єднаних із насосом, який починає працювати, коли хвилі діють на пліт. Тут використано великий насос, що міститься на дні моря. Поршень насоса з'єднується з плотом за допомогою еластичного дроту. Коли хвилі підіймають пліт, поршень піднімається, вода проходить крізь заповнений блок генератора турбіни, виробляючи електроенергію. Коли хвиля спадає, поршень опускається, витискаючи своєю вагою воду через клапани (рисунок 6).

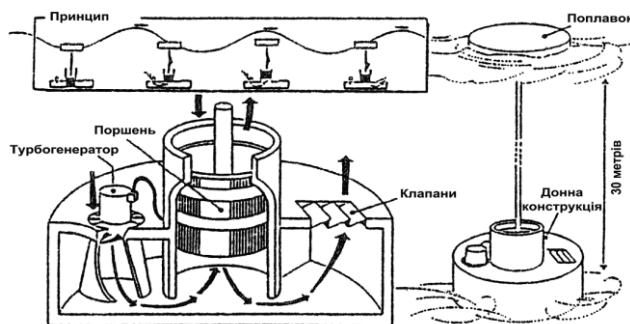


Рис. 6 - Схема хвильової електростанції

Цікавою для науковців є також установка, в якій коливання морської води перетворюються в енергію повітряного потоку і яка називається "грейферний ківш". "Грейферний ківш" (рисунок 7) — це споруда з шістьма повітряними подушками, що розташовані навколо полого круглого стовпа. При ударі хвиль по конструкції повітря видавлюється між шістьма подушками через полий стовп, який оснащений повітряними турбінами. Підраховано, що "грейферний ківш" може виробляти електроенергію за ціною близько 0,06 дол. США за 1 кВт-год.

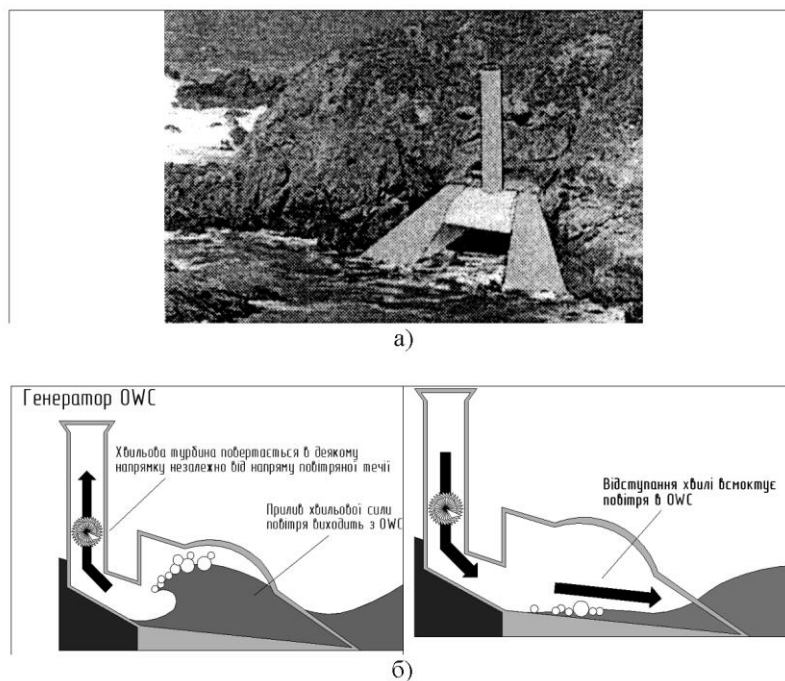


Рис. 7 - Конструктивне виконання (а) і принцип роботи (б) "грейферного ковша"

У хвильових установках із пневматичними перетворювачами під дією хвиль повітряний потік періодично міняє свій напрям на обернений. Для цих умов і розроблена турбіна Уелса, ротор якої має випрямляючу дію, зберігаючи незмінний напрям свого обертання при зміні напрямку повітряного потоку, і, як наслідок, підтримується незмінним напрям обертання генератора.

Приклад використання повітряної турбіни, що працює в одному напрямі обертання, наведено на рисунку 8.

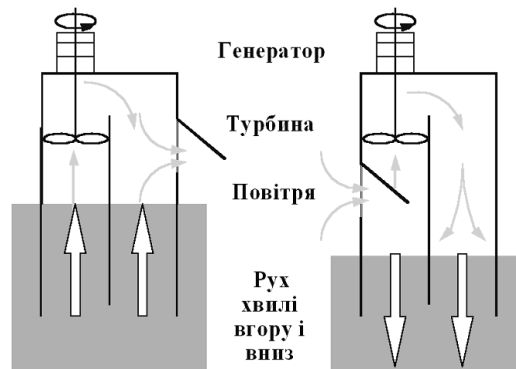


Рис. 8 - Схема роботи хвильової повітряної турбіни

Хвильова енергетична установка “Камей” (“Морський світ”) - найбільш потужна діюча енергетична установка з пневматичними перетворювачами - побудована в Японії в 1976 р. Вона використовує хвилювання висотою до 6-10 м. На баржі довжиною 80 м, шириною 12 м, висотою в носовій частині 7 м, в кормовій - 2,3 м, водотоннажністю 500 т встановлені 22 повітряні камери, відкриті знизу; кожна пара камер працює на одну турбіну Уелса. Загальна потужність установки - 1000 кВт, енергія передається на берег по підводному кабелю довжиною близько 3 км.

У Норвегії конструкція вітрової установки складається з конусовидного каналу в ущелині довжиною близько 170 м з бетонними стінками висотою 15 м і шириною в основі 55 м, що входить у резервуар між островами і відділений від моря дамбами, і греблі з енергетичною установкою. Хвилі, проходячи по звукувальному каналу, збільшують свою висоту з 1,1 до 15 м і вливаються в резервуар площею 5500 м², рівень якого на 3 м вище рівня моря. З резервуара вода проходить через низьконапірні гідротурбіни потужністю 350 кВт. Станція щорічно виробляє до 2 млн кВт-год електроенергії.

Аналогічною хвильовою електростанцією є та, що реалізована на о.Маврикій в Індійському океані, яка подібна до однобасейнової припливної електростанції. Коло берега дамбами відгороджується басейн із пологою греблею-хвилерізом, рівень басейну на 2-3 м вище, ніж океану. Океанські хвилі закидаються через греблю в басейн, а низьконапірні агрегати перетворюють цей напір в електричну енергію.

6. Використання енергії припливів.

Рівень води на морських узбережжях протягом доби міняється чотири рази, такі коливання особливо проявляються в затоках і гирлах річок, що впадають у море. Древні греки поясняли коливання рівня води волею володаря морів Посейдона. В XVIII ст. англійський фізик Ісаак Ньютон розкрив таємницю морських припливів і відпливів: великі маси води у Світовому океані приводяться в рух силами притягання Місяця і Сонця з періодом 6 год 12 хв.

Якщо Місяць, Сонце і Земля знаходяться на одній прямій (так звана сизигія), Сонце своїм притяганням підсилює вплив Місяця, і тоді настає сильний приплив (сизигійний приплив, або велика вода). Коли ж Сонце стоїть під прямим кутом до відрізка Земля- Місяць (квадратура), настає слабкий приплив (квадратурний, або мала вода). Сильний і слабкий припливи повторюються через сім діб. Однак суть припливів і відпливів значно складніша, вона залежить від руху небесних тіл, глибини води, морських течій, вітру, характеру берегової лінії.

Найбільш високі припливи виникають у мілких і вузьких затоках, гирлах річок, що впадають у моря та океани. Припливна хвиля Атлантичного океану розповсюджується на 900 км вверх по Амазонці, в річці Ганг припливна хвиля Індійського океану відчувається на відстані 250 км від гирла річки. В таких закритих морях, як Середземне та Чорне, виникають припливи, але висотою близько 50-70 см. Загальна кількість припливної енергії у Світовому океані оцінюється на 3,9-1014 кДж.

Велике значення має й конфігурація океанських акваторій та берегів, які часто створюють унікальні умови для припливів. Наприклад, різниця в рівнях припливів на Таїті становить 25 м.

Перетворення енергії припливу на механічну енергію застосовувалося ще на початку XI ст. в припливних млинах, які будували в гирлах річок, що впадали в океан. Для цього перегороджували дамбами річки і створювали резервуари, в яких встановлювалися засувні ворота чи шлюзи. Коли починався приплив, шлюзи відчинялися всередину, й вода заповнювала резервуар. Знижуючи свій рівень при відпливі, вода сама зачиняла шлюзи. Якщо було необхідно, вода подавалася крізь вузькі ворота зливу на лопаті водяних коліс.

У перших припливних млинах використовувалася тільки потенціальна енергія води, зібраної в резервуар. Пізніше, коли були винайдені ефективні насоси, з'явилася можливість використання й другого виду енергії припливів - кінетичної, тобто енергії води, яка рухається.

В затоки і гирла річок вода затікає при припливі і витікає при відпливі. Якщо перегородити створ затоки або гирла річки греблею, за нею утворюється басейн, рівень води в якому нижчий, а при відпливі вищий, ніж у морі. Ця різниця рівнів використовується турбінами припливних електростанцій (ПЕС); при вирівнюванні рівнів - ПЕС припиняє роботу. Спрощену схему припливної електростанції подано на рисунку 9.

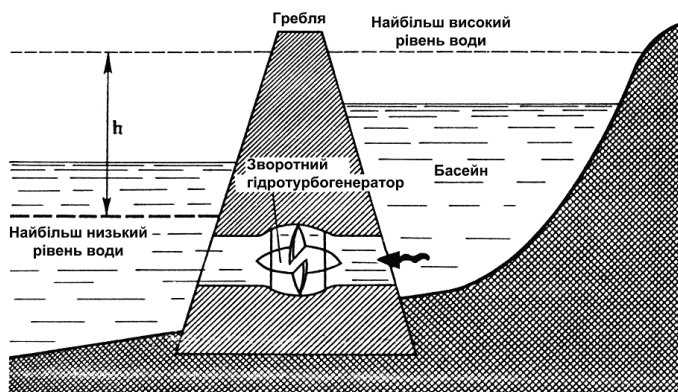


Рис. 9 - Спрощена схема ПЕС

Недоліком найпростіших ПЕС з одним басейном (рисунк 10 а) є добова нерівномірність виробництва електроенергії, тобто двічі на добу протягом 3-4 год виробляється електроенергія, а між цими періодами станція не працює, при цьому робочі періоди зміщуються в часі в результаті неспівпадання сонячної і місячної діб.

ПЕС з двома басейнами (рисунк 10 б) виробляє електричну енергію безперервно і з невеликими коливаннями протягом доби. Гідроагрегати встановлені в додатковій греблі, що розділяє два басейни. Послідовність роботи така: при повному припливі зачиняються отвори в греблі 1 і вода через турбіни ПЕС скидається в нижній басейн; при вирівнюванні рівнів нижнього басейну і моря при відпливі відкриваються отвори греблі 2; при мінімальному рівні відпливу нижній басейн перекривається від моря і продовжує заповнюватися з верхнього басейну; коли рівень верхнього басейну зрівнюється з морським при припливі, відкриваються отвори в греблі 2 і ПЕС працює у зворотному порядку на воді з моря.

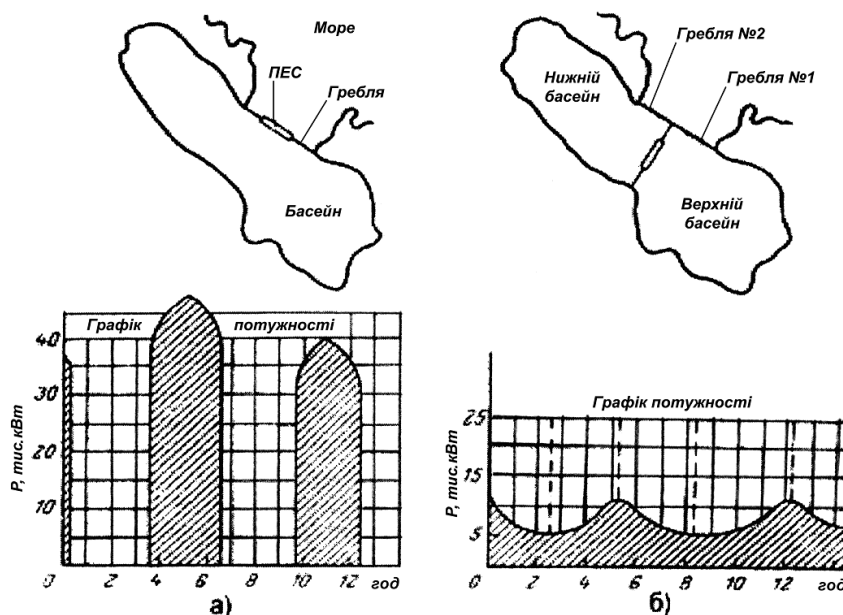


Рис. 10 — Припливні електростанції:
а) - з одним басейном; б) - з двома басейнами

Припливні електростанції мають великий водозбірний басейн чи резервуар, з'єднаний із морем руслом річки чи спеціальним каналом, у якому встановлюють реверсивні турбіни, що примушують обертатися електрогенератор. Така електростанція перетворює енергію припливів послідовно на механічну, а потім на електричну як під час припливу, так і під час відпливу.

Перша у світі та найбільша на сьогодні ПЕС розташована у Франції на березі Ла-Маншу в гирлі річки Ране (рисунк 11). Приплив у цьому місці переміщує 189 тис. м³ води за 1 с. Різниця рівнів становить 13 м, а швидкість течії між містами Брестом і Сен- Мало часто досягає 90 км/год. У середині дамби дуже великого накопичувального резервуара містяться 24 турбоальтернатори- турбогенератори зі зворотними лопатями ротора турбіни. Кожен із них може функціонувати і як турбіна, і як насос, який працює і в бік моря, і в зворотному

напрямку. В дамбу вмонтовані навігаційні замки і спускні шлюзи. В цілому потужність станції становить 240 МВт, і за рік станція виробляє в середньому 502 млн кВт-год електроенергії.

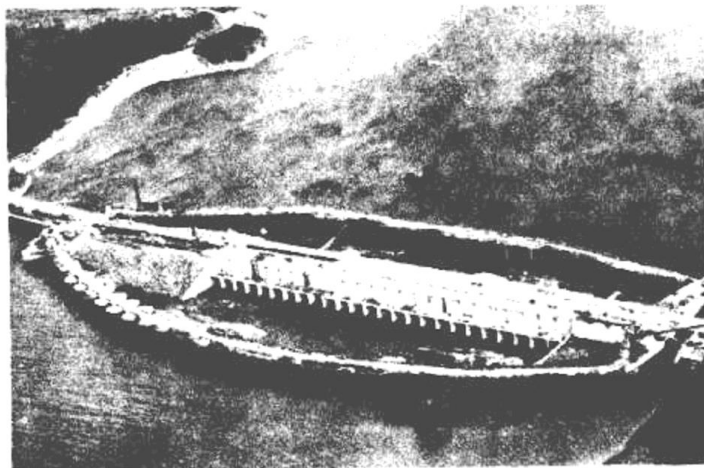


Рис. 11 - Припливна електростанція на річці Ране

На черзі спорудження ПЕС у затоці Фанді в Канаді з рекордним 18-метровим припливом, у гирлі річки Северен в Англії із 14,5- метровим припливом та в інших регіонах із великими припливами води.

До недоліків ПЕС слід віднести труднощі, пов'язані із захистом дамб та устаткування від ударів льодяних торсів, особливо у північних районах. Поблизу дамб морська флора й фауна дуже потерпають внаслідок (хоча й незначного) підвищення температури та зменшення вмісту кисню у воді. Крім того, дамби перешкоджають міграції риб.

Основною позитивною рисою енергії припливів є те, що вона легко обліковується завдяки постійності її фаз. Однак велика тривалість останніх і малий потенціал енергії припливів зумовлюють необхідність створення ємних акумуляторів цієї енергії. Використання енергії припливів у малопотужних установках взагалі неекономічне.

Лекція 14. Тема: Геотермальна енергія. Біоенергетика.

План лекції:

1. Джерела геотермальної енергії.
2. Геотермальні ресурси України.
3. Використання геотермальної енергії.
4. Поняття біомаси.
5. Спалювання біомаси.
6. Газифікація біомаси.

1. Джерела геотермальної енергії.

Тепло в земних надрах є частково первинним теплом, що виникло в процесі формування нашої планети, і частково - теплом, що походить з розпаду радіоактивних елементів, таких як уран, торій та калій. З наближенням до центру Землі температура збільшується (близько 25°C/км), в ядрі Землі вона становить понад 6000°C.

Під земною корою знаходиться шар розтоплених і гарячих порід, що називають магмою. Час від часу гаряча магма піднімається на поверхню у вигляді лави (рис. 1). Магма, температура якої сягає до 1400°C, обігріває оточуючі по-роди воду, що в них міститься. Кількість тепла, накопичена в земних надрах, дуже велика і складає близько 35 ТВт на 10 км, що в 50 000 разів перевищує кількість тепла, накопичену у всіх родо-вищах природного газу у світі.

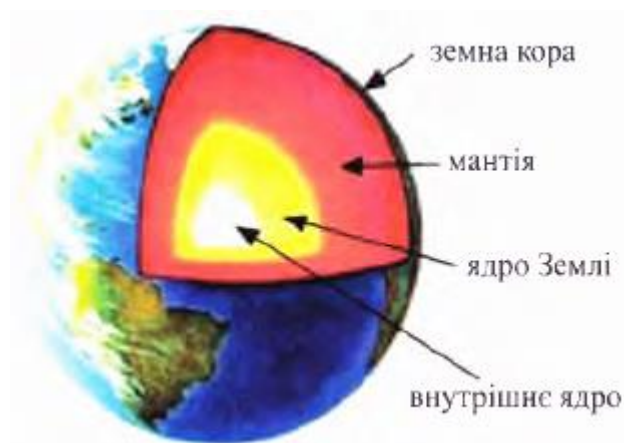


Рис. 1. Модель внутрішньої будови Землі

Дощова вода проникає вглиб Землі, де обігрівается її теплом. У деяких місцевостях джерела з теплою, гарячою водою і паром знаходяться настільки близько до поверхні Землі (до 3 км), що можуть видобуватися за допомогою буріння. Частина теплої води через розколи (структури, що виникають у результаті руху порід) і щілини потрапляє на поверхню Землі у вигляді джерел або гейзерів. Але більшість води знаходиться глибоко під землею в щілинах і порах твердих порід. Такі природні накопичення води і водяної пари називаються геотермальними резервуарами або родовищами (рис. 2-3). Найвищі температури спостерігаються в тих зонах, де відбуваються або відбувались у недалекому геологічному минулому вулканічні явища. Такі області називаються „гарячими точками”, товщина земної кори в цих місцях найменша. Вони утворюють „вогняне коло”, яке тягнеться вздовж вулканічних островів у Тихому океані і західного узбережжя Північної й Південної Америки.

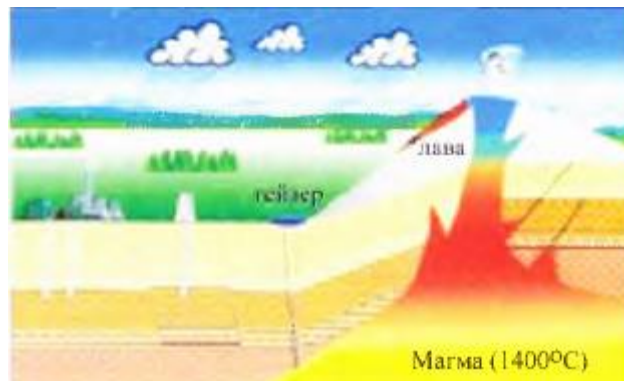


Рис. 2. Схема геотермального родовища



Рис. 3. Рейк'явік, фото Великого Гейзера, а також резервуарів з геотермальною водою

Джерела геотермальної енергії поділяються за фізичним станом носія тепла, а також за значенням температури на наступні групи:

- ґрунти і породи до глибини 2500 м, з яких тепло для опалення з використанням теплових насосів одержується за допомогою спеціальних теплових зондів;
- ґрунтові води, що безпосередньо застосовуються як джерело тепла для теплових насосів;
- ґрунти і породи до глибини 2500 м, з яких тепло для опалення з використанням теплових насосів одержується за допомогою спеціальних теплових зондів;
- водяна пара, отримувана за допомогою свердловин, які подають воду, що знаходить застосування в геотермальних електростанціях для виробництва електроенергії;
- соляні поклади, енергія з яких проводиться за допомогою розсолу або інертних по відношенню до солі рідин, головним чином, вуглеводів, на-приклад ізобутану;

- гарячі породи, з яких енергія отримується за допомогою води, що під високим тиском циркулює через систему штучних або природних тріщин у комплексах порід на значній глибині. Ця енергія використовується в геотермальних електростанціях для отримання електроенергії, а також для опалення.

Крім вищезазначених джерел, існують ще штучні геологічні родовища тепла, які виникають у сухих, гарячих породах (hot dry rock). Вони виникають у результаті утворення тріщин під час вибуху вибухових речовин значної потужності.

Гейзери як джерела геотермальної енергії

Одним з джерел геотермальної енергії, що знаходиться глибоко в Землі, є гейзери, тобто вибухаюча водяна пара високої температури, яку можна використовувати для виробництва енергії. Гейзери є вражаючим явищем, яке зустрічається лише в декількох регіонах світу. Їх батьківщиною є Ісландія, звідки й по-ходить назва гейзер (з ісландської мови „4geysa” означає „вилитися”, хлистати”). Крім Ісландії, ці гарячі „фонтани” спостерігаються також у наступних місцевостях: околиці Роторуа в Новій Зеландії, Слоустоунський національний парк у США, вулканічна Камчатка в Росії. Зустрічаються вони також в Японії, Індонезії, Центральній і Південній Америці. Найвищим регіоном вибухаючих джерел, є плоскогір'я Ель-Татіо в Чилі, яке знаходиться на висоті 4300 м над рівнем моря. Виверження гейзерів часто супроводжуються небезпечними випаровуваннями отруйних газів, що містять вуглекислий газ, діоксид сірки, соляну кислоту та сірководень.

Гарячі сухі породи - джерело геотермальної енергії

У цьому випадку використовується енергія, накопичена в породах на великій глибині. На початку сімдесятих років у США виникла концепція використання цієї енергії. Вона базувалась на штучно вироблених щілинах, утворених у результаті вибуху вибухових речовин з великою потужністю на глибині декількох тисяч метрів. У систему цих щілин, утворену в породі внаслідок вибуху, через ввідний отвір під високим тиском постачається вода, яка в результаті циркуляції набуває енергії гарячих порід і після досягнення відповідної температури виводиться через свердловину, що подає воду. Виведена на поверхню Землі гаряча вода (за такого тиску, щоб не відбулося її випаровування) служить для утворення водяної пари у вторинному обігу, де тиск буде меншим, або де циркулюючою рідиною є низькокипляча рідина.

Вищевказаний спосіб отримання електроенергії з гарячих порід називається Технологією Hot Dry Rock (HDR). Ця технологія є економічною і не шкодить навколишньому середовищу, вона використовує практично невичерпні запаси енергії, доступні в будь-який час, в кожному місці на Землі.

Найістотношою характеристикою геотермального джерела є його температура Т_p, кількість розчинних солей, вміст розчинених газів, а також тиск на дні геотермального колодязя Р_г. Ці фізичні параметри оцінюють порівняльний індекс енергетичної цінності геотермального джерела. Для порівняння потенціальних термодинамічних можливостей вживається поняття ексергії георідини на поверхні колодязя. Ексергія - це «якість енергії», це частина енергії, яка може бути використана. Невикористана частина енергії (втрати) має назву анергія.

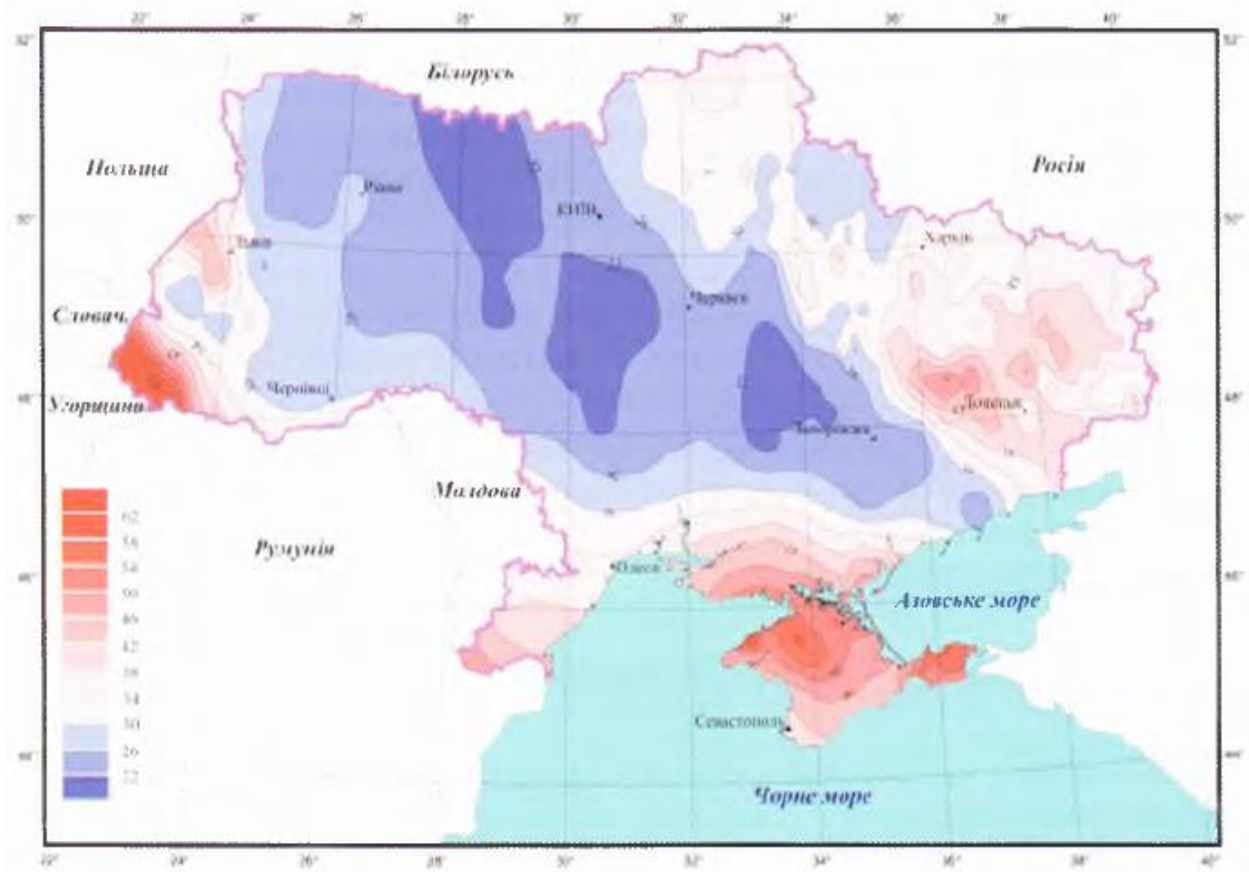
2. Геотермальні ресурси України.

Україна має у своєму розпорядженні значні ресурси геотермальної енергії. Дані показники технічного і доцільно економічного потенціалу оцінювалися з врахуванням технічної бази, економічної ситуації і завдань „Програми розвитку НВДЕ в Україні до 2010 року” у розділі „Геотермальна енергетика”. За різними оцінками, ресурси геотермальної теплоти з врахуванням розвіданих запасів і ККД перетворення геотермальної енергії зможуть забезпечити роботу ГеоТЕС загальною потужністю до 200-250 млн. кВт (при глибинах буріння свердловин до 7 км. і термінах роботи станцій до 50 років), а також систем геотермального теплопостачання загальною потужністю до 1,2-1,5 млрд. кВт (при глибинах буріння бурових свердловин до 4 км. при тому ж періоді експлуатації). Це еквівалентно запасам 3,4-1011 тонн умовного палива.

Освоєння тільки розвіданих ресурсів термальних вод і парогідротерм дозволить покрити більш ніж 10% потреб України у тепловій та електричній енергії, значно зменшити використання органічного палива. До того ж ці цифри можуть бути збільшені, тому що досліджено тільки 45% території України і то це були не цілеспрямовані спеціалізовані дослідження, а випадкові дані, отримані геологами при розвідці інших корисних копалин.

В Україні було закладено понад 12 тисяч свердловин для визначення теплового поля, більшість із яких детально вивчено та проаналізовано В. Гордієнком. За цими даними складено атлас геотермальної енергії за різними глибинами (рис.4). З нього видно, що найперспективнішим для видобутку високопотенційних енергоресурсів є Карпатський геотермічний район, який характеризується високим геотермічним градієнтом і відповідно високими температурами гірських порід порівняно з іншими регіонами України.

КАРТА ПОЗПОДІЛУ ТЕМПЕРАТУР НА ГЛИБИНІ 1000 м



КАРТА ПОЗПОДІЛУ ТЕМПЕРАТУР НА ГЛИБИНІ 3000 м

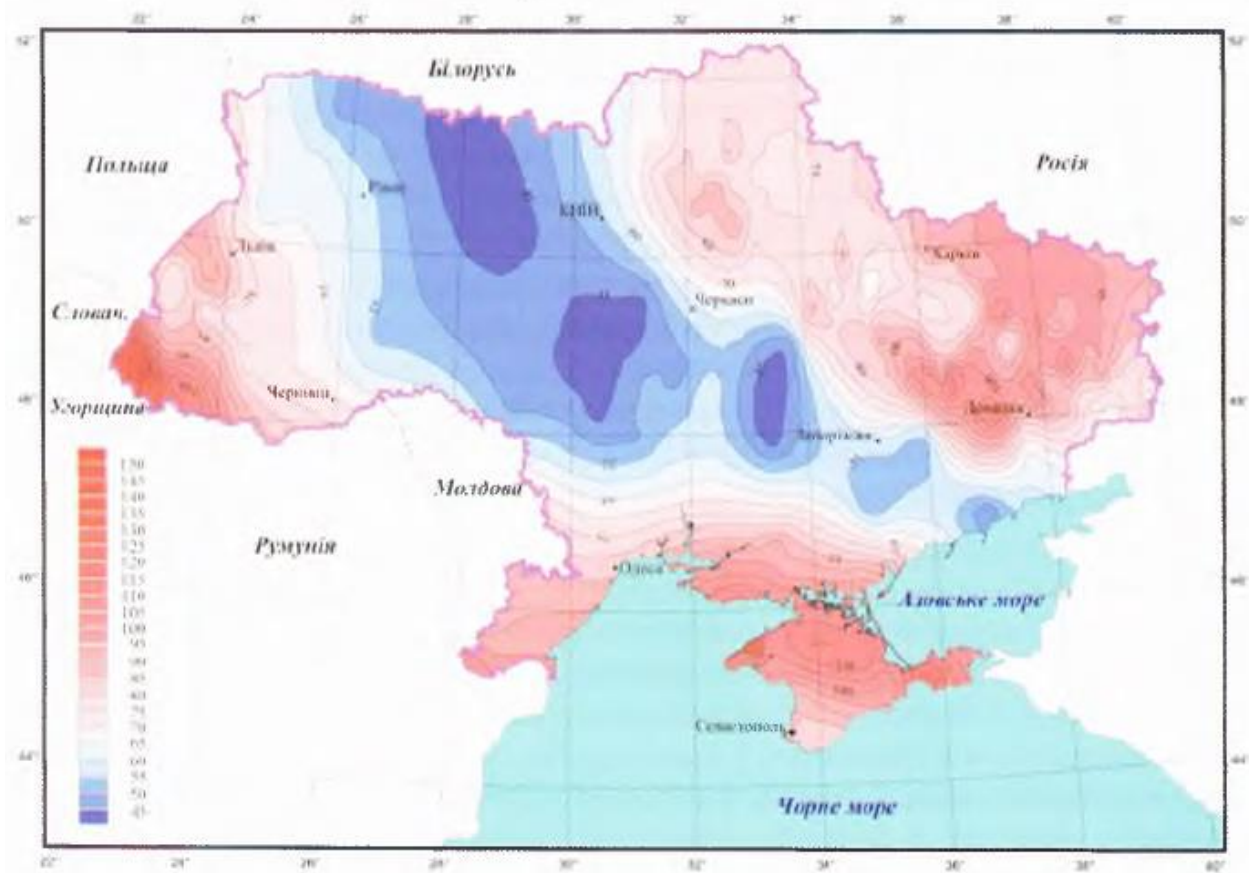


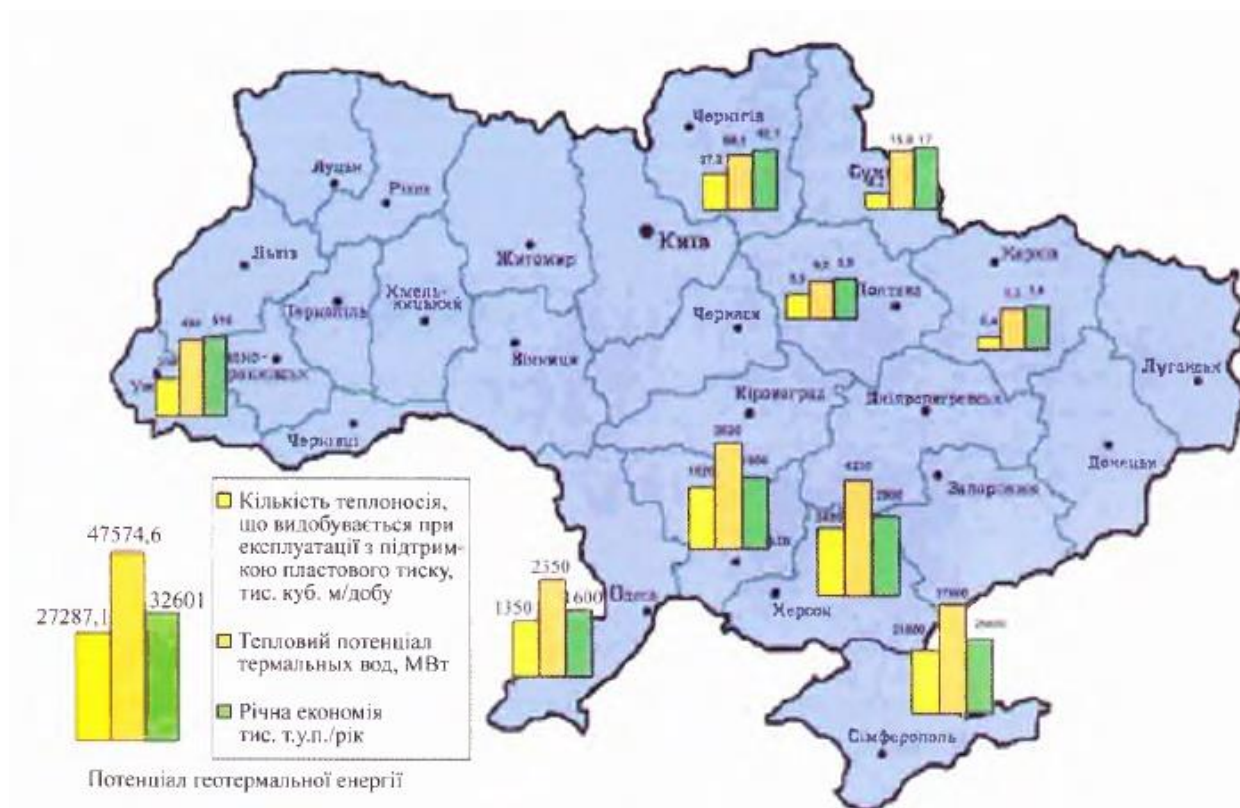
Рис. 4. Потенціал геотермальної енергії України на глибинах у 1000 м та 3000 м

Найперспективнішим для видобутку високопотенційних енергоресурсів є Карпатський геотермічний район, який характеризується високим геотермічним градієнтом і відповідно високими температурами гірських порід порівняно з іншими регіонами України. Температура порід в свердловинах, пробурених в Карпатах, на глибині 4 км сягає $+210^{\circ}\text{C}$, на глибинах до 6 км температура гірських порід в районі досягає $+230-275^{\circ}\text{C}$, а найбільш доступними вважаються геотермальні бурові свердловини завглибшки від 550 м до 1,5 км, де температура води в їх гирлі $40-60^{\circ}\text{C}$. Крім того, необхідно відзначити економічну доцільність використання термальних вод таких родовищ як Береговське, Косинське, Залуське, Тереблянське, Велятинське, Великопаладське, Великобактянське і Ужгородське.

Перспективним районом для розвитку геотермальної енергетики є Крим. Глибини пробурених свердловин тут невеликі: до 2000 м; температура термальних вод на гирлі $50-70^{\circ}\text{C}$, їх мінералізація - 20-70 г/л, температура ж гірських порід на глибинах 3,5—4 км. може досягати $160-180^{\circ}\text{C}$. На сучасному етапі низькопотенційні геотермальні енергоресурси Криму використовуються для теплопостачання.

Третім перспективним районом для розвитку геотермальної енергетики є Дніпрово-Донецька западина, що включає в себе області: Чернігівську, Полтавську, Харківську, Луганську та інші. Цей регіон одночасно є великим і потужним споживачем теплової та електричної енергії.

Карта на рисунках 4-5 та таблиця 1 показують загальний розподіл геотермальних ресурсів за областями України. Отже, з точки зору геології в Україні склалися всі передумови для використання цієї технології. У технічному плані, з огляду на розвиток науки і техніки в Україні, теж не може бути якихось обмежень у застосуванні цієї технології.



Таблиця 1 - Потенціал геотермальної енергії в Україні

№ п/п	Області	Кількість теплоносія, що видобувається при експлуатації з підтримкою пластового тиску, тис. м³/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
ВСЬОГО		585,4	47574,6	32601

3. Використання геотермальної енергії.

Безпосереднє застосування геотермальної енергії охоплює широкий діапазон, наприклад обігрівання/охолодження приміщень, промисловість, садівництво, рибне господарство (рис. 6). В цілому вони пов'язані з використанням існуючих технологій і простої інженерії. У всьому світі цей вид добування енергії характеризується значною надійністю і має величезні технологічні, економічні і екологічні переваги. Серед способів використання домінує опалення (37 %), проте популярними є такі сфери використання як: місця для купання/басейни/бальнеологія (22 %), теплові насоси для охолодження і обігріву (14 %), теплиці (12 %), рибні господарства (7 %), промисловість (7 %).

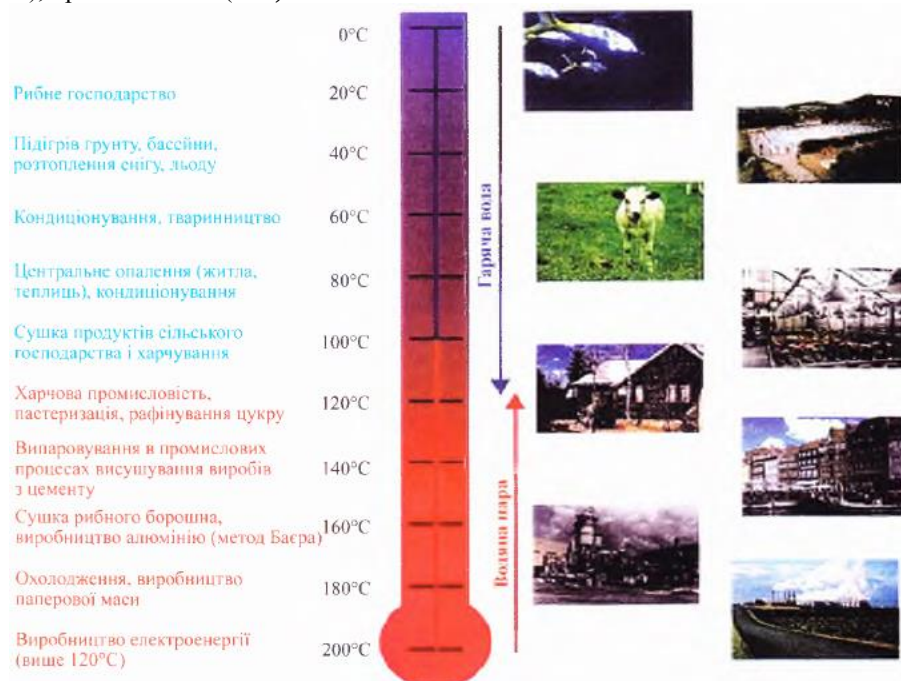


Рис. 6. Способи використання геотермальної енергії

Безпосередні застосування базуються як на високо-, так і низькотемпературних запасах, тому їх діапазон використання в світі є набагато ширшим, ніж у випадку виробництва електроенергії. У свою чергу, такі застосування більше пов'язані з вимогами локального ринку енергії, оскільки надзвичайно рідко приймається рішення про транспортування пари або води до місць, значно віддалених від джерела експлуатації геотермальної енергії чи геотермальних установ. Найдовший трубопровід з гарячою геотермальною водою протяжністю 63 км знаходиться в Ісландії. Вартість виробництва 1 кВт*год для безпосереднього застосування є дуже диференційованою, однак найчастіше становить менше 0,02 євро.

Геотермальна енергія використовується в багатьох сферах економіки. Вода і геотермальна пара видобувається через свердловини (свердловини, що подають воду). Після відбору тепла вода через поглинаючий отвір повертається до родовища (двоотвірна система) або транспортується до поверхневих водотоків (одноотвірна система). Найглибші геотермальні отвори сягають 5 км, а найвищі виміряні температури в цих отворах сягають 400 °С, у той же час у вулканічних областях - доходить до 700°С. Геотермальна вода може бути використана як єдине джерело тепла або в поєднанні з іншими джерелами енергії (котел, теплоелектростанція, двигун внутрішнього згоряння, тепловий насос тощо).

У системі показників енергосектора України геотермальній енергетиці належить 0,02% від загальної потужності. Такому ж значенню (0,02 %) дорівнює й економія викопного палива. Виходячи з цього, промислового освоєння геотермальних ресурсів в Україні ще не відбулося, тож це і є завданням наступного етапу діяльності у цій сфері.

Реалізовані в Україні проекти геотермального енергопостачання носять пере-важно фрагментарно-локальний характер і спрямовані на забезпечення потреб у тепло- й електроенергії окремих об'єктів або невеликої їх сукупності в межах певних населених пунктів. Зокрема, до таких належать системи геотермального теплопостачання Берегівського спорткомплексу та санаторію „Косино” (Берегівський р-н Закарпатської обл.), оздоровчого комплексу „Латориця” (Мукачівський р-н Закарпатської обл.), система геотермального енергозабезпечення об'єктів бю-джетної сфери селища Чангар (Херсонська обл.) та дитячих і соціально-побутових закладів селища Медведівка (Джанкойський р-н, АР Крим), системи геотер-мального теплопостачання об'єктів комунального господарства в селищах Зернове (Сакський р-н, АР Крим), П'ятихатки (Красногвардійський р-н, АР Крим), Низинне (Сакський р-н, АР Крим). Їх потужність становить від 0,2 до 2,1 МВт. Здана в експлуатацію в 1991 році більш потужна установка (4,6 МВт) розрахована на забезпечення теплопостачання цілого населеного пункту (система геотермального теплопостачання селища Янтарне в Красногвардійському р-ні, АР Крим).

4. Поняття біомаси.

У біоенергетиці як одне з можливих джерел поновлювальної енергії може використовуватися біомаса. Під цим терміном у цій галузі розуміють всі види рослин, рослинні відходи сільського господарства, деревообробної та інших видів промисловості, що мають енергетичну цінність і можуть бути використані як паливо. У більш широкому розумінні до біомаси відносять також побутові відходи не завжди рослинного походження, що зумовлено однаковим принципом їх утилізації.

Найчастіше біомасою є солома, відходи перероблення зерна під час обмолочення, відходи деревини (тріска, кора, стружки), опале листя, гілки дерев тощо.

Біомаса, як уже зазначалося, є одним із найдавніших джерел енергії, однак її використання до недавнього часу зводилося до прямого спалювання у відкритому вогнищі або в печах і топках з відносно низьким ККД. Останнім часом ефективному енергетичному використанню біомаси стали приділяти значно більше уваги, при цьому з'явилися й нові аргументи:

- використання рослинної біомаси за умови її безперервного поновлення (наприклад нові лісові насадження після вирубки лісу) не призводить до збільшення концентрації CO₂ в атмосфері;
- у промислово розвинених країнах в останні роки з'явилися залишки оброблюваної землі, яку доцільно використовувати під енергетичні плантації;
- енергетичне використання відходів (сільськогосподарських, промислових, побутових) вирішує екологічні проблеми;
- новітні технології дозволяють використовувати біомасу значно ефективніше.

Про екологічну чистоту біомаси свідчить те, що в період росту рослини поглинають сонячну енергію, воду, вуглекислий газ, виділяють кисень та утворюють вуглець у процесі фотосинтезу. Під час спалювання процес йде у зворотному напрямку: кисень поглинається, а тепло, вода та вуглекислий газ виділяються. В цьому процесі кількість поглинутого та виділеного вуглекислого газу абсолютно однакова. Використовувати рослини як паливо можна, коли вони досягнуть певних розмірів: для трави потрібно менше року, для дерева - 10-15 років.

Щодо нафти, вугілля та газу спостерігається та ж закономірність для CO₂? але час, необхідний для поновлення балансу CO₂, сягає кількох мільйонів років.

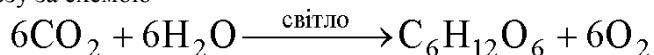
Серйозною проблемою є енергетичне використання твердих побутових відходів. Вихід відходів становить 250-700 кг на одного мешканця в рік і збільшується щорічно на 4-6 %, випереджуючи приріст населення. Сміттєспалювальні установки (інсинератори) в багатьох країнах світу є малоефективними та не відповідають вимогам екології. Тому розроблення нових схем використання твердих побутових відходів є дуже актуальним питанням.

Особливо гостро проблема ефективного використання біомаси стоїть для країн, що розвиваються, насамперед для тих, у яких біомаса є єдиним доступним джерелом енергії. Тут іде мова про раціональне

використання деревини та різних сільськогосподарських і побутових відходів. Усім відомо, що сьогодні населення деяких країн, у першу чергу африканських, вирубує ліси для приготування їжі. Цей процес завдає значної шкоди як місцевому, так і глобальному клімату. Просте вогнище для приготування їжі має ККД 14-15 %. Використання більш досконалих пристроїв дасть змогу підвищити ККД до 35-50 %, скоротити потребу в паливі більше ніж утричі.

Використання біомаси для отримання енергії є більш екологічно безпечним, ніж, наприклад, вугілля - під час спалювання біомаси виділяється менше 0,2 % сірки і від 3 до 5 % золи в порівнянні з 2—3 % і 10-15 % відповідно для вугілля, до того ж біомаса практично нейтральна відносно діоксиду водню. Крім того, зола біомаси може повернутися в ґрунт, що забезпечує замкненість кругообігу біогенних елементів.

Як відомо, утворення біомаси (ріст клітин) зумовлене виробленням у клітинах рослин вуглецю за рахунок процесу фотосинтезу за схемою



В процесі утворення 1 кг сухої біомаси (деревини) поглинається 1,83 кг CO₂ і стільки ж виділяється при її розкладанні (окисненні, горінні).

Щороку завдяки фотосинтезу утворюється така кількість біомаси, що її сухий залишок еквівалентний 220 млрд т, що перевищує світову потребу в паливі приблизно в 10 разів.

Біопаливо має низьку енергетичну здатність порівняно з органічним паливом і з ним важче працювати. Приблизне значення теплотворності біопалива (ккал/кг) можна визначити з виразу

$$q = 4100 - 45d,$$

де *d* - вологість біопалива, %.

Отже, для біопалива з вмістом води 40 % теплотворність може становити близько 2300 ккал/кг. Теплотворність окремих видів відходів:

- відходи лісного господарства - 2050 ккал/кг;
- відходи деревообробки - 2300 ккал/кг;
- міські тверді відходи - 2400 ккал/кг;
- пластмаса - до 12000 ккал/кг.

Недоліком біомаси як палива є відносно великий, порівняно з іншими видами палива, вміст води. Біомаса вважається сухою, якщо знаходиться в довготривалій рівновазі з середовищем, зазвичай суха біомаса містить від 10 до 15 % води.

Позитивним щодо біомаси є мала кількість утвореної після її спалювання золи та її якість. У ряді випадків така зола може бути використана як добриво, тоді як при спалюванні вугілля проблема золовиділення та утилізації такої золи є доволі серйозною.

Побутові відходи (сміття) міст складаються з продуктів життєдіяльності людини. В містах із розвинутою промисловістю та торговельною інфраструктурою відходи доповнюються за рахунок їх діяльності. У спрощеному вигляді відходи на 1 людину за добу для таких міст становлять:

- побутові відходи — 1,1 кг;
- торговельні - 0,6 кг;
- промислові — 1,4 кг;
- різні речі - 0,1 кг; разом - 3,2 кг.

У місті з кількістю мешканців 20 тис. осіб за добу збирається 64 т відходів. У середньому густина відходів коливається в межах 120-300 кг/м³, їхня теплота згорання - 10350 кДж/кг, вологість - 28,6 %, зольність - 20,8. Місто за рік може зекономити за рахунок використання побутових відходів 8250 т у. п.

У теперішній час у світі для енергетичних цілей використовується до 1 млрд т у. п. рослинної маси, що еквівалентно 25 % світового добування нафти. Потенціальні ж ресурси рослинної маси для енергетичного використання досягають 100 млрд т у. п. У країнах екваторіального поясу біомаса залишається основним джерелом енергії, її частка в енергобалансі країн, що розвиваються, становить 35 %; у світовому споживанні енергоресурсів - 12 %.

Найбільш ефективними технологіями використання біомаси є термохімічні: пряме спалювання, газифікація, піроліз, метанове збродження.

5. Спалювання біомаси.

Більшість видів сухого біопалива може бути спалена для вироблення теплоти, однак характеристики різних видів біопалива значно відрізняються від умовного палива. Взагалі, вони мають низьку енергетичну здатність, різний хімічний склад, різні фізичні характеристики і можуть містити значну кількість неспаленого матеріалу. Для спалювання таких типів палива необхідне використання спеціалізованих котлів або модифікація наявного обладнання. Для природних газових котлів треба змінити конструкцію топки з установкою колосникової решітки або створити спеціальну передтопку. Крім того, перехід на спалювання відходів біомаси пов'язаний із реконструкцією системи очищення димових газів від зольних частинок навіть на котлах, які використовують як паливо вугілля, оскільки за своїми характеристиками зола органічних палив і зола від спалювання вугілля суттєво різняться. Витрати на установку системи очищення можуть становити до 20-30 % від сумарних витрат на установку котельного агрегата, що значно знижує ефективність використання біомаси як палива.

Як альтернативне рішення паливо може бути оброблене для вироблення більш гомогенної суміші, яка більш схожа на умовне паливо. Вибір методу відбувається на економічній основі: додаткові витрати на підготовку палива відносно витрат на обладнання для спалювання.

Енергетичний вміст 1 кг достатньо сухих дров становить приблизно 5,2 кВт-год. При вологості 20 % енергетичний вміст дров становить не більше ніж 4,5 кВт-год/кг, тобто 2 кг дров можуть замінити 1 л рідкого палива за умови однакової ефективності їх використання.

Дерево і солома - це види палива, що в процесі горіння виділяють газів, в яких міститься приблизно 80 % теплоти і які мають різні температури згорання. Існує проблема повного спалювання цих газів, оскільки в багатьох випадках згорає лише їх частина, а залишкова частина виділяється у вигляді диму.

Повне згорання газів відбувається за трьох умов:

1. *Висока температура*

Найбільш важкі газів згорають першими - при температурі 900 °C. Досягти цієї температури дуже важко, якщо біопаливо має значну кількість вологи чи залізна піч охолоджується повітрям (тому печі краще робити з каменю).

Для випарювання вологи з дров (соломи) теплоти витрачається тим більше, чим більше в них вологи. Нижчою стає температура горіння, а отже, і його ефективність. Якщо дрова (солома) погано висушені, швидко з'являється сажа (суміш сконденсованої води та неспалених газів), оскільки при низькій температурі горіння температура буде низькою й у димовій трубі.

2. *Ефективне змішування газів із повітрям*

Оскільки змішувати холодне повітря з дуже гарячими газами в печі важко, треба, щоб повітря попередньо прогрілося або забезпечити для цього високу турбулентність.

Слід уможливити регулювання подавання повітря у піч, оскільки надто велика кількість повітря буде охолоджувати газів, а при надто малій полум'я буде нерівним.

Якщо димова труба надто низька, має тріщину чи малий внутрішній діаметр (наприклад, через те, що вона вкрита сажею), важко досягти доброї турбулентності.

3. *Простір та час*

Коли з температурою та змішуванням усе гаразд, газів горять. Однак щоб вони згоріли повністю і температура при цьому не зменшувалася, потрібен простір та час. Іншими словами, недостатньо зробити піч із каменю та добре її ізолювати, треба ще, щоб було достатньо простору для газів, які згорають, та часу для початку теплообміну.

Побутові відходи поділяються на горючі та органічні. Органічні відходи не спалюються безпосередньо, а збираються для установок з виробництва біогазу з подальшим його використанням як палива.

В Данії у 1997 р., де утилізація біомаси значно поширена, ухвалено постанову про заборону накопичення на звалищах горючих відходів. Такі відходи підлягають спалюванню для виробництва теплоти та електроенергії.

Існуючі енергетичні та водогрійні котли не придатні в цілому для спалювання нетрадиційних видів палива, оскільки мають цілком визначені розміри теплосприймальних поверхонь і спеціальний спалювальний пристрій (пальник), розрахований на певний вид палива.

Котли для спалювання біомаси мають особливості конструкції щодо способу спалювання палива, розміру та виду теплосприймальних поверхонь, систем паливоприготування та спалювання тощо.

Форсункове спалювання палива в пальниках з примусовим дуттям є значно поширеним та найбільш ефективним для радіаційно- конвективного спалювання палива. Для твердих біопалив таке форсункове спалювання організувати досить важко з технічної точки зору, тому було запропоновано та успішно реалізовано конструкцію камери згорання, яка є комбінацією шарової топки та повітряного пальника. В цій конструкції оригінально використано відомий принцип форкамерного спалювання палива. Камера згорання має технічну особливість: оскільки стінки камери не мають поверхонь теплообміну у вигляді екранних поверхонь із заповнених водою труб для одержання пари (як це має місце в традиційних котельних агрегатах), то зона має бути огороженою. У даному випадку використовується керамічне високотемпературне футерування, що, звичайно, робить конструкцію дорожчою, але при цьому підвищується ефективність за рахунок більш високої температури полум'я.

Установки прямого спалювання біомаси можна поділити на котельні (фермерські котли) потужністю до 1 МВт, теплові станції і станції комбінованого вироблення теплової та електричної енергії.

Більша частина фермерських котлів призначена для спалювання брикетів соломи. Для поліпшення умов перебігу процесу згорання і зниження емісії частинок у продуктах згорання витрата повітряного дуття регулюється, поступово змінюючись від верхніх до нижніх секцій котла. Для забезпечення старанного перемішування продуктів згорання повітря повинно подаватися в напрямі, протилежному виходу димових газів із топки котла.

За принципом дії фермерські котли поділяються на котли періодичної дії і безперервної дії з автоматичним завантаженням сировини. Схему фермерського котла періодичного завантаження для спалювання великих брикетів соломи подано на рисунку 1.

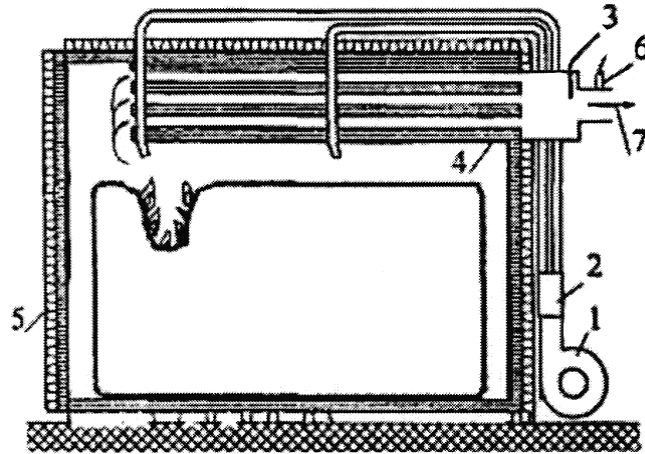


Рисунок 1 - Фермерський котел періодичного завантаження брикетів соломи:

1 - повітродувка; 2 - повітряна засувка, яка регулюється за температурою продуктів згорання; 3 - температурний датчик; 4 - вогнетривкий матеріал; 5 - люк для завантаження брикету соломи; 6 - сенсорний датчик для контролю рівня вмісту кисню в продуктах згорання; 7 - вихід продуктів згорання

Технічні характеристики соломоспалювальної котельні для потреб опалення (Данія) наведено в таблиці 1.

Таблиця 1 - Технічні характеристики соломоспалювальної котельні за рік

Параметри	Показник
Теплова енергія, ТДж	6
Використання соломи, т	550
Інвестиції, дол. США	40000
Економія палива (мазут), т	160
Зниження викидів CO ₂ , т	320
Потужність, МВт	0,7

Важливо зазначити, що соломоспалювальна котельня на початкових стадіях впровадження (при відсутності досвіду проведення монтажу, налагодження системи постачання палива) потребує більших інвестицій, ніж звичайна газова котельня. Початкові інвестиції для котельень становили 80-100 тис. дол. США на 1 МВт встановленої потужності.

Теплові станції мають потужність більше 1 МВт і призначені для опалення та гарячого водопостачання невеликих населених пунктів, районів міст; вони класифікуються за типом встановленого котла.

Станції комбінованого вироблення теплової та електричної енергії оснащені котлами, які в більшості випадків працюють під високим тиском, паровими турбінами, електрогенераторами і теплообмінниками. Схему такої станції, де як біомаса використовується солома, зображено на рисунку 2.

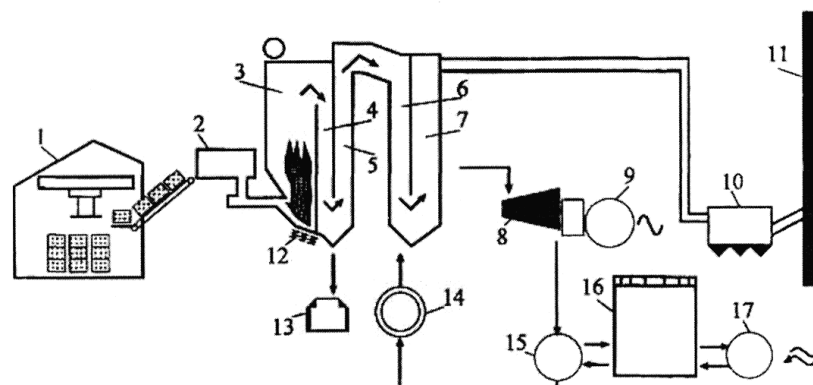


Рисунок 4.4.2 - Схема станції комбінованого вироблення теплової та електричної енергії:

1 - приміщення для зберігання соломи; 2 - скарифікатор; 3 - топка котла; 4, 5 - пароперегрівачі; 6 - економайзер; 7 - повітропідігрівач; 8 - парова турбіна; 9 - електрогенератор; 10 - електрофільтр; 11 - димова труба; 12 - вібраційна решітка; 13 - бункер для шлаку; 14 - резервуар з живильною водою; 15 - конденсатор; 16 - бак для зберігання гарячої води; 17 - теплообмінник

Солома перед подачею в котел подрібнюється скарифікатором і через завантажувальні отвори надходить у котел на систему решіток, яка складається з нерухокої водоохолоджувальної решітки і вібраційної, на

останній закінчується процес горіння. Шлак зсипається у водоохолоджувальний бункер і видаляється. Станція оснащена буферним резервуаром для зберігання теплоти конденсації при низькій витраті теплоти споживачами. Розмір резервуара дозволяє станції працювати 5-10 год у зимовий період.

Для комбінованого виробництва теплоти та електроенергії в країнах ЄС (зокрема в Данії) розроблені та успішно впроваджуються теплові електростанції з комбінованим спалюванням соломи та вугілля. Фактично солома є твердим паливом, і тому її практично легко сумістити з твердим паливом. Спалювання суміші соломи та вугілля відбувається в попередній камері згорання.

Аналіз даних щодо фінансово-економічних показників проєктованих і діючих котельень біомаси свідчить, що ці підприємства мають відносно невеликий термін окупності. Наприклад, котельня Мангуальде (Португалія) для комбінованого виробництва теплоти та електроенергії з установленою електричною потужністю 3,2 МВт має термін окупності 2,7 року. Сміттєспалювальний завод під Мадридом (Іспанія) з установленою потужністю 19 МВт має термін окупності 6 років.

Завдяки технологічній простоті та надійності котельні біомаси є перспективним напрямком розвитку енергетики, особливо в країнах із великим обсягом сільськогосподарського виробництва.

Вартість енергії, яку отримують із біомаси, у ряді випадків трохи нижча за вартість електроенергії, яку отримують за допомогою традиційного палива (для котельень із малим терміном окупності).

Спільне спалювання каналізаційного осаду з іншими паливами використовується порівняно недавно, але вже визнане як перспективне. Так, у Німеччині вважається доцільним спалювання осаду разом із вугіллям на електростанціях. Це зумовлено відносно невеликими капітальними витратами, можливістю використання на існуючих підприємствах і в короткі строки, збереженням впливу на довкілля. При цьому ефективно використовується енергетичний потенціал біомаси.

Ще більш ефективним, ніж спалювання в котлах енергоустановок, може бути спалювання осаду в цементних випалювальних печах. Температура в цементних печах значно вища, ніж у котлах електростанцій, що забезпечує практично повне руйнування органічних сполук. До того ж, утворені в процесі згорання осаду шлаки включаються до складу шихти, таким чином, тверді продукти згорання повністю відсутні, що виключає необхідність їх знешкодження і захоронення, знижує екологічні ризики і здешевлює процес спалювання.

Сьогодні створенню плантацій енергетичних лісів значну увагу приділяють у таких європейських країнах, як Великобританія, Франція, Німеччина та ін. В помірній кліматичній зоні для створення плантацій найбільш перспективними є різновиди швидкозростаючих сортів тополі (волосистоплідної та канадської) і верби (корзинової і козячої), для південних районів - акації та евкالیпту. Посадка ведеться черешками або саджанцями квадратно-гніздовим або шаховим порядком з різною шириною міжрядь (від 0,8 до 2 м). Період зростання (ротації) деревини становить 6-7 років. Догляд за плантацією полягає в боронуванні між рядами, внесенні добрив і зрошенні в період засух. Енергетичні плантації біомаси попереджують ерозію ґрунту, сприяють поліпшенню стану довкілля.

Плантації верби у Швеції на заболочених землях дають 25 т деревини з 1 га на рік. Збирання деревини відбувається через 2 роки спеціальними комбайнами в зимовий час року, коли заболочена земля замерзає. З 1 млн га отримується 15 млн т сухого деревинного палива, що еквівалентно 20 % енергії, яка необхідна для цієї країни.

Плантації можуть бути монокультурними і комбінованими, в останніх між рядами садять соняшник, ячмінь, люпин, горох, конюшину тощо. В Греції, наприклад, на плантаціях шовковиці вигодовують шовковників, зимою річний приріст гілок зрізають і використовують як біомасу.

Кількість енергії, яку можна отримати з енергетичної плантації при врожайності 15 т сухої біомаси з 1 га за рік (теплотворна здатність 15 МДж/кг) становить 225 ГДж/га. При ККД газотурбінної електростанції 40 % 1 га енергетичної плантації може забезпечити екологічно чистим паливом виробництво 252 МВт-год електроенергії на рік.

У більшості європейських країн етап комерціалізації цієї галузі енергетики вже минув і вартість виробленої з біомаси енергії узгоджена з ринковою ціною енергії.

Щодо впливу на довкілля використання біомаси рослинного походження, то за викидами CO₂ баланс підтримується. Під час використання твердого палива промислових та побутових відходів виникає потреба газоочищення та золовилучення, а також утилізації, яка може бути вирішена за допомогою сучасних надійних очисних технологій.

Удосконалення установок спалювання біомаси з точки зору впливу на довкілля планується за такими напрямками:

- удосконалення технології спалювання біомаси; переробка біомаси на рідке чи газоподібне паливо; -
- удосконалення процесу транспортування та оброблення біомаси.

Одним із способів інтенсифікації спалювання біомаси є її спалювання в киплячому шарі. В результаті використання температури спалювання 800-1000 °С значно зменшується забрудненість атмосфери сполуками сірки, оскільки більша її частина залишається в шарі і видаляється разом із золою. За допомогою додавання в киплячий шар вапна або доломіту збільшується рівень уловлювання сірки. З відносно низькою температурою відхідні з киплячого шару газу практично не містять оксиди азоту.

Принципову схему котла з топкою киплячого шару з розміщенням частини поверхонь нагрівання в шарі наведено на рисунку 3.

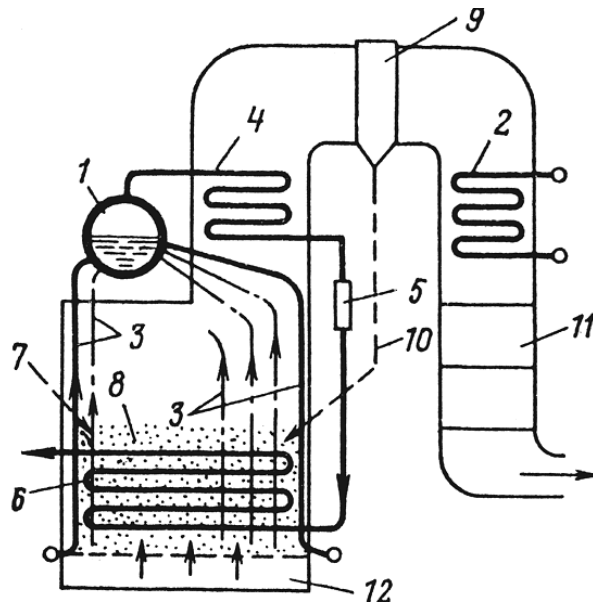


Рисунок 3 - Принципова схема котла з топкою киплячого шару з розміщенням випарних і пароперегрівних поверхонь у шарі:

- I - барабан котла; 2 - економайзер; 3 - випарні поверхні;
 4 - конвективний пакет пароперегрівача; 5 - пароохолоджувач;
 6 - вихідний пакет пароперегрівача; 7 - подача палива; 8 - киплячий шар; 9 - сепаратор пилу; 10 - повернення пилу в киплячий шар;
 II - повітропідігрівач; 12 - подача повітря в киплячий шар

В схемі передбачено повернення в киплячий шар пилу відхідних газів, у якому зазвичай міститься значна кількість вуглецю, що не згорів.

6. Газифікація біомаси.

Принцип газифікації відомий здавна і застосовувався на вугільних підприємствах, де як паливо використовували вугілля. За часів Другої світової війни як паливо використовували деревину.

Відновлення зацікавленості до газифікації біомаси, насамперед соломи та деревинної тирси, відбулося у зв'язку з бажанням утилізувати відходи сільського та лісного господарства та з підвищенням екологічної свідомості під час використання енергії (це стосується викидів CO₂ в атмосферу взагалі).

Процес газифікації частіше називають термічною газифікацією, тому що біомаса нагрівається в камері з контрольованим подаванням окиснювача. Як окиснювач можуть використовуватися повітря, кисень, пара або суміш цих речовин. Регулювати подавання окиснювача треба обов'язково, інакше може статися повне згорання біомаси без вироблення газу.

При повітряній газифікації отримується генераторний газ із теплотою згорання близько 4-6 МДж/м³, газифікація з використанням кисню дає газ більш високої якості - з теплотою згорання 10-18 МДж/м³ повітря.

Під час нагрівання біомаси вивільнюються леткі гази, які є основою соломи та деревини. Найбільш енергоємними з них є оксид вуглецю, водень та метан, однак порівняно з природним газом вони дають менше теплоти.

Вміст газу, який одержують внаслідок газифікації деревини при повітряному окиснювачі: азоту - 50-54 %, оксиду вуглецю - 20-22 %, водню - 12-15 %, двооксиду вуглецю - 9-12 %, метану - 2-3 %.

Хімічні процеси, внаслідок яких паливо перетворюється на газ: висушування, піроліз, спалювання (окиснення), відновлення.

Газифікація біомаси може відбуватися за двома основними схемами: протипотоковий і паралельний процеси. При реалізації протипотокового процесу рух палива і газів у газифікаторі протилежний, при цьому гарячі гази охолоджуються й одночасно сушать сировину. Перевагою цього процесу є високий ступінь використання теплоти. Цей спосіб призначений для газифікації дуже вологого матеріалу (до 50 % вологи), а також біомаси з низькою температурою плавлення золи (наприклад солома). При реалізації цього процесу всі леткі речовини, які виділяються під час нагрівання палива, включаючи смоли, виходять із газифікатора без попереднього розкладання.

Вихід смол у даному разі може досягати 10-100 г/м³. В паралельному процесі паливо і газ-окиснювач рухаються в одному напрямку, при цьому продукти газифікації проходять через високотемпературну зону, що зумовлює розкладання смол. Вміст смол у газі в цьому процесі становить 50-500 мг/м³. У зв'язку з тим, що при паралельному русі окиснювача і матеріалу не відбувається попереднє висушування біомаси, вологість її не повинна перевищувати 30 %. На рисунку 4 подано схему протипотокового (з висхідним рухом газу) газифікатора із зонами реакцій, рівнями температур, основними хімічними реакціями та потоками.

У зоні згорання (окиснення) вуглець, який міститься в паливі, спалюється з атмосферним киснем. Під час реакції виділяється теплота, температура зростає доти, доки не встановиться динамічна рівновага між виділенням та втратою теплоти:

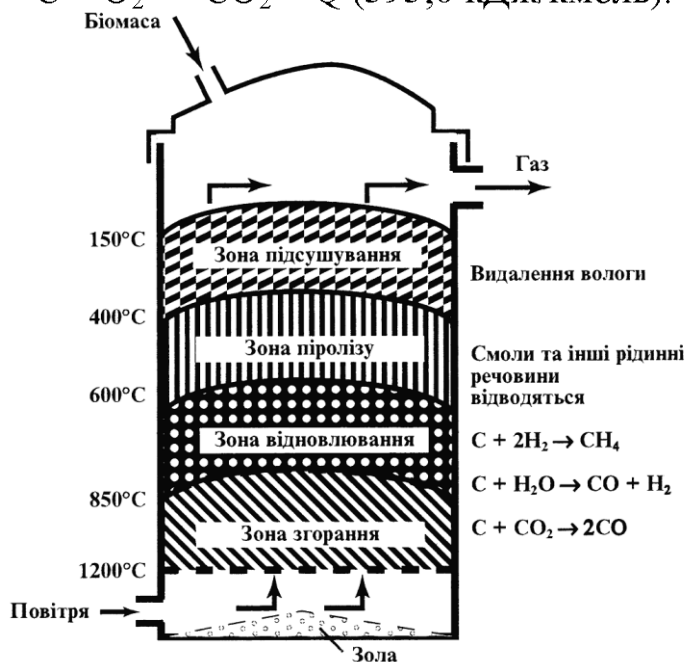
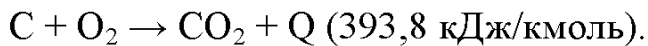
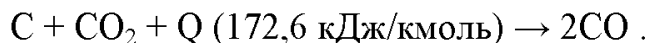


Рисунок 4 - Схема протипотокового газифікатора із зонами реакцій

Після зони згорання гарячий газ проходить крізь зону відновлення. Тут немає вільного кисню, і це призводить до реакції двооксиду вуглецю - незаймистого газу - з вуглецем у паливі з утворенням оксиду вуглецю - легкозаймистого газу. Ця ендотермічна реакція (з поглинанням теплоти) не починається, доки температура не перевищить 900° С. Оксид вуглецю - дуже важлива легкозаймиста сполука в газі, яку одержують так:



Друга важлива ендотермічна реакція в зоні відновлення - це сполучення водяної пари та вуглецю з відтворенням оксиду вуглецю та водню, її частіше називають "водо-газовою реакцією" (використовувалася на старих вугільних газифікаційних станціях). Обидва гази легкозаймисті, тому теплова цінність газу зростає:



Технологічний процес термічної обробки біомаси складається з двох стадій. На першій стадії біомаса газифікується в режимі горіння з повітрям і паром. Горючий продукт газифікації (газ), який вміщує H₂, CO та іноді вуглеводні або інші органічні сполуки, спалюється на другій стадії у звичайних енергетичних установках (наприклад, у парових або водогрійних котлах) з виробленням теплової та електричної енергії.

Також ефективним є використання газотурбінних електростанцій з установками газифікації біомаси, які мають ККД 40-45 %. Малий вміст сірки полегшує очищення генераторного газу і робить ці установки більш економічними, ніж електростанції, що працюють на вугіллі.

Газифікатор повинен розташовуватися в безпосередній близькості від генераторів, щоб генераторний газ надходив на горіння, не встигаючи охолотитися. В противному разі виникають проблеми, пов'язані з конденсацією смол, що мають місце в газі, та із забрудненням системи трубопроводів. Установка системи очищення генераторного газу від смол значно підвищує капітальні витрати і знижує термічний ККД процесу.

Лекція 15. Тема: Гідроенергетика. Гідроелектростанції. Акумуляування енергії.

План лекції:

1. Гідроенергетика України та її роль в енергетичному балансі держави.
2. Стан та потенціал малої гідроенергетики України.
3. Класифікація ГЕС. Будова ГЕС. Конструкція турбін.
4. Акумулятори на основі поновлювальних джерел енергії.
5. Теплові акумулятори
6. Акумуляування енергії на основі водню.

1. Гідроенергетика України та її роль в енергетичному балансі держави.

Основну роль у перетворенні енергії континентальної води у електроенергію на гідроелектростанціях відіграє потенціальна енергія. У гідротурбінах потенціальна енергія перетворюється на кінетичну, а потім в електрогенераторах (гідрогенераторах) - на електроенергію. Умовою отримання великої потужності є концентрація в обмеженому просторі значної різниці рівнів води, а також сильної водної течії.

У зв'язку з нестачею природної різниці рівнів води створюються штучні зміни рівня за допомогою:

- підняття верхнього рівня води;
- пониження нижнього рівня або побудова підземної електростанції; побудова скорочувального каналу, завдяки чому зменшуються втрати течії.

На практиці у більшості випадків комбінують одночасно кілька з цих способів. Зараз гідроенергія не відіграє вирішальної ролі в подальшому збільшенні обсягів виробництва електроенергії з наступних причин: запаси води, придатної до використання в енергетичних цілях, є обмеженими; доступ до неї є ускладненим (значні відстані від населених пунктів до джерел водних ресурсів); значними є витрати на спорудження гідроелектростанцій і тривалий період окупності інвестицій. Незважаючи на це, сьогодні спостерігається розвиток будівництва гідроелектростанцій, особливо в місцевостях із великими запасами води та сприятливими гідрологічними умовами.

Найбільші станції встановлені на великих річках і мають потужність 500-700 МВт (табл. 1). Найпотужніші гідроелектростанції в світі: ГЕС «Три ущелини» (Китай) - 18 200 МВт, Ітайпу (Бразилія/Парагвай) - 12600 МВт (18 x 700 МВт), Гранд-Кули (США) - 9711 МВт, Саяно-Шушенська (Росія) - 6096 МВт.

Таблиця 1. - Потужність і енергія встановлених гідроелектростанцій, менших 10 МВт в ЄС

Країна	Потужність, МВт		Енергетика, ТВтгод	
	2007 р.	2008 р.	2007 р.	2008 р.
Італія	2522,6	2605,6	7,100	9159,4
Франція	2052,0	2049,0	6,220	6,924
Іспанія	1837,0	1872,0	3,019	3,031
Німеччина	1401,0	1403,0	8,011	7,002
Австрія	1175,0	1179,0	4,929	4,816
Польща	250,0	247,0	0,911	0,896
ЄС всього	12 418,8	12 618,5	39,891	43,546

Останніми роками спостерігається значний прогрес у будівництві насосних електростанцій. Потужність найбільших насосотурбін перевищує 250 МВт.

Сучасна українська гідроенергетика представлена гідроелектростанціями великої потужності. Це 6 гідроелектростанцій Державної акціонерної генеруючої компанії «Дніпрогідроенерго» (каскад Київських ГЕС і ГАЕС, Канівська, Кременчуцька, Дніпродзержинська, Дніпровська, та Каховська ГЕС), а також Дністровська ГЕС у складі Державної акціонерної енергогенеруючої компанії «Дністрогідроенерго» (рис. 1-6). Сумарна встановлена потужність гідро-агрегатів на ГЕС цих двох компаній - 4700 МВт.



Рис. 1. Загальний вигляд Дніпровської ГЕС



Рис. 2. Загальний вигляд Дніпродзержинської ГЕС



Рис. 3. Загальний вигляд Кременчуцької ГЕС



Рис. 4. Загальний вигляд Київської ГЕС

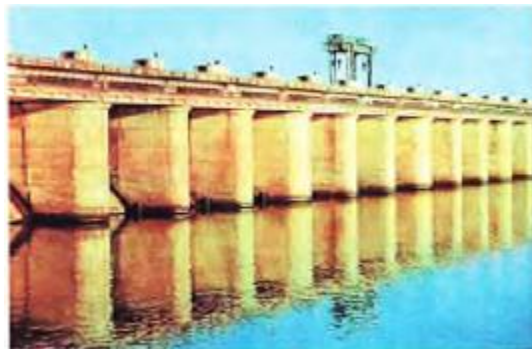


Рис. 5. Загальний вигляд Каховської ГЕС



Рис. 6. Загальний вигляд Канівської ГЕС

На жаль, на об'єкти малої гідроенергетики Україна довгий час не звертала уваги, що пов'язано з розвитком централізованого електропостачання та стійкою тенденцією до концентрації виробництва електроенергії на потужних теплових і гідроелектростанціях. Якщо на початку 50-х рр. кількість побудованих малих гідро-електростанцій в Україні становила 956 із загальною потужністю 30 000 кВт на сьогодні в Україні збереглося всього 48 діючих малих гідроелектростанцій, більшість з яких потребує реконструкції. До них відносяться такі порівняно потужні станції, як Терембле-Річка, Гайворонська, Корсунь-Шевченківська, Стеблівська, Ладизинська та інші. Вплив природних та часових факторів в умовах безгосподарного ставлення до цих станцій призвів до розвалу цілого напрямку в енергетиці.

Нині основою гідроенергетики України є каскад Дніпровських ГЕС, об'єднаних у ході реструктуризації енергетичної галузі в державну акціонерну гідро-енергетичну компанію «Дніпрогідроенерго». Унікальність підприємства в тому, що каскад ГЕС, розташований по Дніпру майже на тисячу кілометрів, має потужність 3,94 тис. МВт із річним виробітком біля десяти мільярдів кіловат-годин електричної енергії, що в енергетичному балансі України складає біля 6 % (частка ТЕС - 42-43 %, АЕС – 47-48 %, блок-станцій і комунальних ТЕЦ – 4 %).

Потужність Дніпровської ГЕС на сьогодні - 1538 МВт, тоді як потужність усіх ГЕС України - 4700 МВт. За час свого існування вона виробила понад 207 мільярдів кіловат-годин дешевої енергії. За сучасними оцінками, в умовах ринкової економіки, чистий прибуток для народного господарства тільки від продажу електроенергії склав більше двадцяти мільярдів гривень.

Річний виробіток Дніпровської ГЕС становить більше 4 млрд. кВт*год., що складає третину загального виробітку електроенергії на ГЕС, або понад 2 % від загальнодержавного виробітку електроенергії всіма електростанціями країни. Так, за 9 місяців 2003 року на Дніпровській ГЕС вироблено 2,45 млрд. кВт*год. при виробітку всіма ГЕС за цей період 7,06 млрд. кВт*год. і загальному виробітку по Україні 123 млрд. кВт*год. (з них електростанціями Мінпаливенерго України -118 млрд. кВт*год.). Собівартість електроенергії за 8 місяців 2002 року склала 0,83 коп./кВт*год.

Гідроелектростанції мають особливе значення під час регулювання частоти та виконання графіка навантажень в енергосистемі, що пояснюється мобільністю роботи гідротурбін у змінних режимах і винятковій оперативності керування гідроагрегатами, обумовлених їх повною автоматизацією.

У той же час, 4700 МВт гідроенергетичної потужності України складають біля 9 % сумарної потужності енергосистеми, що недостатньо для забезпечення мобільного резерву енергосистеми, який для надійної і стабільної роботи регулюючих потужностей повинен складати, за даними світової практики, не менше 15 %.

У денний і піковий час доби, включаючи і вихідні дні, 2/3 регулюючих потужностей Об'єднаної енергосистеми України реалізується на Дніпровській ГЕС.

2. Стан та потенціал малої гідроенергетики України.

Загальний річний гідроенергетичний потенціал малих річок України складає 12,5 млрд кВт*год/рік, що майже в чотири рази перевищує потенціал великих річок. За умов використання цих ресурсів для отримання електроенергії за допомогою МГЕС можна отримати значні обсяги «чистої» електроенергії та досягти значної економії традиційних паливно-енергетичних ресурсів. Доцільний економічний потенціал енергетичних ресурсів малих річок, представлений в табл. 2, оцінюють у 3,7 млрд. кВт/год на рік.

В Україні нараховується понад 63 тис. малих річок і водотоків загальною довжиною 135,8 тис. км, з них близько 60 тис. (95 %) - дуже малі (довжина менше ніж 10 км), їхня сумарна довжина - 112 тис. км, середня довжина одного водотоку-1,9 км. Найменші водотоки з середньою довжиною до 3,5 км знаходяться в басейнах річок Стрий, Черемош, Бистриця, Турія, Ствига, Снов, Остер та Червона. В Україні 3212 малих річок довжиною трохи більше 1 км, їх загальна довжина складає близько 74 тис. км. 3 них у басейні Дністра - 453 річки (14 %), загальна довжина яких відповідно 32,1 та 10,6 тис. км.

Табл. 2 - Гідроенергетичний потенціал малих річок України

Загальний потенціал		Технічний потенціал		Доцільний економічний потенціал	
кВт · год/рік	т у.п./рік	кВт · год/рік	т у.п./рік	кВт · год/рік	т у.п./рік
12,5 · 10 ⁹	4,5 · 10 ⁶	8,3 · 10 ⁹	3,0 · 10 ⁶	3,7 · 10 ⁹	1,3 · 10 ⁶

Переважає більшість малих річок мають довжину менше ніж 10 км і площу водозбору від 20,1 до 500 км² (87 % всієї кількості і 72 % всієї довжини малих річок України). Значна їх кількість у басейнах Вісли, Південного Бугу (9,2 %) та Дунаю (8,3 %); сумарна довжина зазначених річок в басейні Вісли складає 84 %, в Причорномор'ї – 64 %) їх загальної довжини. Кількість малих річок з площею водозбору від 20 до 500 км² від загальної кількості малих річок в Україні складає 63 %, а їх сумарна довжина – 64 %.

Малих річок з площею водозбору від 50,1 до 100 км² нараховується 890 (28 % загальної кількості), а з найменшою площею водозбору від 20,1 до 50 км² -797 річок (25 %).

Середня площа водозбору малої річки в Україні складає близько 10 км², середня довжина - 3 км, щільність річкової мережі - 0,31 км/м². Ширина річкового басейну коливається від 5-10 км в гірських районах

до 10-15 км на решті території. Найбільший нахил водозабору спостерігається у річок Закарпаття (230 %), найменший - у річок Придніпровської низовини (6,7 %).

Потенційні гідроенергетичні ресурси малих річок розподілені на території України надзвичайно нерівномірно. Так, у гірських областях (Львівській, Закарпатській, Івано-Франківській і Чернівецькій) зосереджено 71,7 % усіх енергетичних ресурсів малих річок, а в семи областях Подільської височини (Вінницькій, Житомирській, Київській, Кіровоградській, Тернопільській та Черкаській) - всього 14,2%. Найбільшою водоносністю характеризується Закарпатська область - 4532,0 млн. кВт•год/рік (36,3 %) до підсумку), а також Львівська -1814 млн. кВт•год/рік (14,5 %). Херсонська і Запорізька області майже не мають потенційних запасів енергії малих річок.

На частину притоків річок Дністра, Тиси, Пруту та Південного Бугу припадає 82% всіх гідроенергетичних ресурсів України по малих річках, а всього, з врахуванням правобережних приток Дніпра й Прип'яті, у західній частині України зосереджено близько 90% всіх запасів гідроенергії.

У повоєнний період електрифікація сільського господарства ґрунтувалася на збільшенні потужностей і поліпшенні техніко-економічних показників малих гідроелектростанцій.

До МГЕС почали повертатись на початку 80-х рр., коли усвідомили необхідність переоцінки ресурсів і реальних затрат на освоєння, видобуток та транспортування органічного пального, а також звертати увагу на екологічні проблеми.

Поточний технічний стан діючих ГЕС характеризується значним або цілковитим зношенням основного гідросилового, гідротехнічного та електротехнічного обладнання; наявністю несправностей у спорудах напірного фронту, які можуть стати причиною виникнення аварійних ситуацій; замуленням водосховищ; ростом забору води на неенергетичні потреби; розмивами укріплень водозливних і берегових ділянок нижніх б'єфів і т.п.

Більшість малих ГЕС, побудованих ще в 50-60 рр. XX ст., потребують ре-конструкції, значна кількість - повного відновлення. Однак через складний економічний та фінансовий стан більшості суб'єктів господарської діяльності, до яких належать об'єкти малої гідроенергетики, значне подорожчання будівництва, практично припинилося оновлення основних фондів цих об'єктів. Досвід відновлення деяких малих ГЕС окреслив низку проблем нормативно-правового, організаційного та технічного характеру, які потребують вирішення.

В Україні прикладом малої гідроелектростанції, що була нещодавно введена в експлуатацію може служити Яблуницька ГЕС на Буковині. Роботи по відновленню малої гідроелектростанції в селі Яблуниця Путівльського району тривали 2 роки і були остаточно завершені в вересні 2009 р. Загальна вартість виконаних для відновлення станції робіт - близько 8,5 млн грн.

Яблуницька ГЕС забезпечує екологічно чистою електричною енергією, що має найвищу рентабельність, мешканців ближніх сіл. ГЕС в Яблуниці - дериваційного типу з генеруючою потужністю до 1000 кВт.

Саме шляхом відновлення старих та спорудження нових ГЕС, мешканці віддалених регіонів можуть бути забезпечені дешевою електричною енергією. Особливо актуальною ця проблема є у гірській місцевості, адже в разі аварій електромереж сюди важко дістатися та виникають складнощі з налагодженням пошкоджень.

Найближчим часом передбачається відновлення та введення в експлуатацію інших нині непрацюючих малих ГЕС Буковини, які діяли на території краю у 60-70-х рр. XX ст., зокрема, Міліївської, Банилівської, Іспаської та Кам'янської.

В НДІ Гідропроєкт м. Києва було проаналізовано технічні можливості енергетичного використання стоку багатьох малих річок: рівнинних річок потужністю до 1,7 тис. кВт і гірських до 2 тис. кВт. Як свідчить проведений аналіз, ця частина гідроенергетичного потенціалу України технічно може бути освоєна при застосуванні мікро-ГЕС, що служитимуть не лише джерелом електроенергії, але й прямим приводом різноманітних машин. Найбільш широке застосування такі станції можуть отримати для забезпечення електроенергією стаціонарних сільських споживачів, гірськовидобувних об'єктів, станцій та постів гідрометеослужби, туристичних та рекреаційних комплексів, мисливських та лісозаготівельних господарств, військових та багатьох інших об'єктів.

Ефективною виявляється експлуатація мікро-ГЕС для супутнього виробництва електроенергії при спорудженні їх у складі різноманітних гідротехнічних об'єктів (на водоскидах, системах водопостачання, на каналах). Найбільш перспективними є об'єкти зі значним переважанням енергопостачання в літній період, оскільки у більшості малих річок взимку практично відсутній водостік, а сезонне регулювання істотно знижує економічну ефективність мікро-ГЕС. В деяких випадках доцільно використовувати мікро-ГЕС у комплексі з вітровими-, геліоустановками та іншими джерелами енергії. Створення таких енергокомплексів - один із перспективних напрямків сучасних розробок.

3. Класифікація ГЕС. Будова ГЕС. Конструкція турбін.

Показники роботи турбін, електростанції та гідротехнічних споруд, що під-водять воду до електростанції, найбільше залежать від пропускної здатності. Підбір цієї величини є досить складним, оскільки пропускна здатність дуже залежить від величин, що змінюються в різні пори року, - від припливів ріки та від характеру роботи електростанції. Корисний напір електростанції залежить від топографічних умов, а також від методу створення водного рівня. Ефективність роботи гідроелектростанції визначається як добуток ККД турбіни, генератора та трансформатора.

Гідроелектростанції істотно різняться між собою, що обумовлено необхідністю їх пристосування до конкретних існуючих локальних умов. Гідроелектростанції можна поділити на групи за такими критеріями: величиною напору води, способом регулювання навантажень в електроенергетичній системі, способом

управління водними запасами. Найбільш поширеним, але неоднозначним критерієм класифікації є величина напору води.

Розрізняють низько-, середньо- та високонапірні електростанції. Низьконапірними вважаються електростанції з напором до 15 м, середньо - з напором 15-50 м, високо - понад 50 м.

Будова гідроелектростанцій

Гідротехнічні споруди, елементи гідроелектростанцій, механічні пристрої

Капіталовкладення у гідроелектричні об'єкти, метою яких є використання природних запасів, реалізуються, як правило, у межах багатоцільових програм об'єктів водного господарства, тобто це проекти управління як водними, так і енергетичними ресурсами. Ці проекти, крім енергетичних, мають й інші завдання, наприклад: контроль паводкових коливань, накопичення запасів води для промисловості, міст, створення умов для судноплавства. Такі завдання є суперечливими, оскільки штучні течії та дамби ускладнюють переміщення риби вгору за течією. Створення навігаційних каналів з незначним рівнем води є дешевшим для судноплавства, але обмежує можливість використання річки для електро-енергетичних цілей.

Гідротехнічні споруди, залежно від призначення, можна поділити на:

- накопичувальні споруди, до яких відносять греблі та дамби;
- водозабори;
- споруди, що підводять і відводять воду, - канали, трубопроводи та тунелі разом із супроводжуючими спорудами;
- інші споруди, такі як судноплавні шлюзи, переправи для риб, спуски для плотів.

У гідротехнічному будівництві розрізняють бетонні, земляні греблі та канали. У Польщі найбільш поширені бетонні греблі важкого типу. Земляні греблі будують на низинних територіях. Для забору води, що фільтрується через греблю, застосовуються дренажні системи. Греблі настільки ж поширені, як і дороги для громадського транспорту. Енергетичні канали, що з'єднують водоймище з електростанцією, розміщуються у траншеї. Зміцнення каналів здійснюється бетонними, залізобетонними або асфальтобетонними плитами.

Гідроелектростанція складається з таких основних елементів: корпус електростанції (підводна частина), машинна зала, монтажний павільйон, допоміжні приміщення та комунікаційні з'єднання. На низьконапірній електростанції більша частина корпусу знаходиться під водою й являє собою споруду, що нагромаджує воду. Розміри корпусу залежать від способу підведення води, а також від виду та величини турбіни.

Гідроелектростанція складається з багатьох взаємодіючих пристроїв, від якості яких залежить надійність і ефективність її роботи.

Механічне обладнання гідроелектростанції включає:

- а) засуви та закриття, призначені для швидкого (2-3 хв.) перекриття притоку води під час аварії турбіни; це можуть бути плоскі сегментні засуви, що управляються гідравлічними лебідками, а також дросельні клапани та шарові крани, керовані гідравлічними приводами; на період ремонту ви-користовують також ремонтні засуви;
- б) впускна решітка в пристрої механічної очистки, призначена для захисту турбіни від забруднень у воді (деревини, льоду, водоростей);
- в) підйомно-транспортні пристрої (крани, в т.ч. козлові), необхідні під час монтажу та ремонту гідросистеми й допоміжних пристроїв, для підймання ремонтних засувів, ґрат і т.п.;
- г) компресори;
- д) масляні вимикачі;
- е) система охолодження підшипників, генераторів, трансформаторів тощо.

Машинні зали можна поділити на три види:

- класична зала, оснащена краном, призначеним для монтажу та ремонту турбосистеми;
- зала спрощеного будівництва, в якій встановлюється козловий кран;
- без окремої зали, коли кран рухається через весь корпус МГЕС, генератори захищені легким корпусом.

Гідроакумуючі електростанції з примусовим pompуванням

Завданням гідроакумуючої електростанції є не стільки виробництво електроенергії, як її акумулювання (рис. 9).

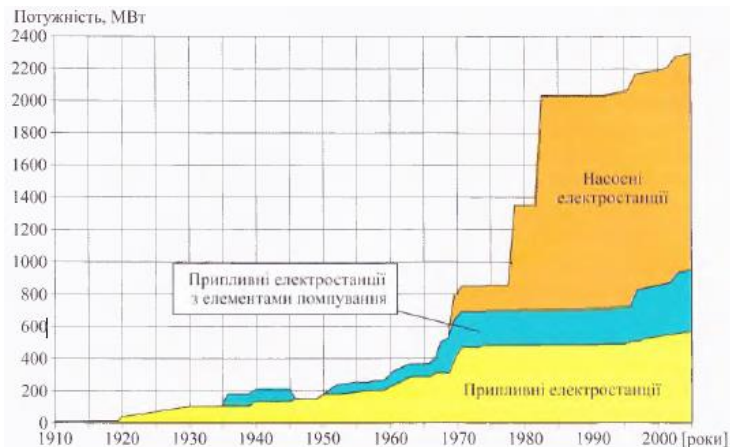


Рис. 9. Потужність гідроелектростанцій (1910-2000 рр, МВт)

Застосування гідроакумулюючої електростанції доцільне лише у поєднанні з електростанціями, в яких виникають періодичні надлишки енергії, спричинені неможливістю швидкого регулювання кількості виробленої електроенергії в залежності від поточного попиту (особливо в теплових електростанціях, опалюваних вугіллями). Надлишок потужності, що акумулюється вночі, зник би безповоротно, якби він не накопичувався акумулюючими електростанціями у вигляді потенціальної енергії води. Майже 30 % електроенергії в цьому процесі втрачається. Таким чином, гідроакумулююча електростанція є високоефективним акумулятором величезної ємності.



Рис. 4.10. Схематичне зображення та фото гідроакумулюючої електростанції

У період перевищення виробництва електроенергії над потребою в ній вода з нижнього резервуару накачується до верхнього, а потім - у пікові години - відбувається зворотній процес.

Розрізняють два основні режими роботи головних пристроїв акумулюючої електростанції: генераторний і насосний. У генераторному режимі накопичена у верхньому резервуарі вода обертає турбіну, виробляючи електроенергію, а у насосному режимі насос перекачує воду з нижнього резервуару до верхнього з метою накопичення в ньому потенціальної енергії води.

З точки зору електроенергетичної системи можна виділити наступні види роботи акумулюючих електростанцій: програмна та стабілізуюча.

Програмна робота: електростанція виробляє „дорожчу” пікову електроенергію за допомогою води, що перекачується до верхнього резервуара насосами, що в свою чергу отримують „дешевшу” електроенергію з електроенергетичної системи у період її незначного навантаження вночі або вдень. Електроенергію для двигунів насосів постачають парові, ядерні та припливні електростанції. Під час пікового електричного навантаження вода накачується до гідротурбіни, зв'язаної безпосередньо з синхронною електричною машиною, перетворюючи накопичену в верхньому водосховищі енергію води на електроенергію.

Стабілізуюча робота: гідроакумулююча електростанція завдяки своїм динамічним характеристикам може брати участь в усталюванні швидких перепадів у навантаженні електроенергетичної системи. Цей вид роботи можна віднести до регулювання енергетичної системи. У цьому режимі гідроакумулююча електростанція запобігає виникненню таких аварійних ситуацій у електроенергетичній системі, як короткостроковий вихід із ладу обладнання теплової електростанції або перенавантаження енергетичної системи. Гідроакумулююча електростанція в цьому випадку є значним закумульованим резервом і в разі раптового дефіциту потужності включається у генераторному режимі, а при стрибкоподібному збільшенні потужності навпаки переходить до насосного режиму.

Верхніми резервуарами гідроакумуляційної електростанції можуть бути природні або штучні водосховища. В якості нижніх резервуарів використовуються озера, перегороджені долини рік, старі шахти або спеціально побудовані штучні водосховища. Принаймні один із резервуарів мусить бути наповнений водою природного притоку з метою покриття втрат, пов'язаних із випаровуванням та витіканням води.

В акумуляційній електростанції, на відміну від інших гідроелектростанцій, дуже важливим параметром є напір H_n . Чим більшим є напір, тим менша ємність резервуарів необхідна для отримання визначеної кількості енергії, а це в свою чергу дозволяє зменшити капіталовкладення. Ємності резервуарів вистачає на 2-6 годинну роботу турбіни. Акумуляційні електростанції взагалі повинні мати напори більше 100 м, але на практиці використовують і з меншими напорами.

Важливим параметром при розрахунках інвестиційної привабливості проекту та строків його окупності є ККД акумулюючої електростанції. Тому особливу увагу необхідно приділити правильному підбору обладнання для станції.

Перші акумулюючі електростанції були обладнані тримашинними, або навіть чотиримашинними системами. До складу агрегату входили: турбіна, синхронна електрична машина в якості електродвигуна для живлення насоса та насос. Перевагою таких систем був швидкий перехід від насосного до турбінного режиму роботи та навпаки. Але, незважаючи на безсумнівні технічні переваги тримашинних агрегатів, із економічних

міркувань вони були замінені двома- шинними реверсними турбосистемами - насос-турбіна. Інвестиційних коштів на насос-турбінну електростанцію потрібно на 10-15 % менше, ніж на тримашинні агрегати.

Гідрокомплекси акумулюючих електростанцій включаються у роботу до кількох десятків разів упродовж доби, тому виникає необхідність їх частого запуску в обох режимах і зупинки при відмові чи при зміні характеру роботи. Це вимагає зміни напрямку обертання зворотних систем. Кожен із двох видів роботи системи вимагає свого способу запуску:

- а) запуск гідроагрегату відбувається шляхом подачі води на лопаті ротора;
- б) при запуску до роботи насосу вимагається розгін агрегату до синхронної швидкості, при якій генератор працюватиме як синхронний двигун [5].

Найбільша гідроакumuлююча електростанція з примусовим помпуванням - це електростанція Жарновець (Zamowiec), потужністю 716 МВт. У ній використовує 2 водозбірники - верхній штучний з поверхнею 135 га і ємністю 13,8 млн м³ та нижній природний, яким є Жарновецьке озеро з поверхнею 1470 га. Різниця рівнів між поверхнями води у збірниках становить від 110 до 126 м. Час наповнення верхнього збірника становить близько 6 годин. На електростанції встановлено 4 турбіни з потужністю 176 МВт кожна.

Проточні гідроелектростанції

Проточна електростанція - це гідроелектростанція, що використовує енергію потоку води після її незначного накопичення.

У польських умовах у групі проточних електростанцій істотне значення мають, перш за все, низьконапірні електростанції з земляними греблями.

На електростанціях, встановлених на гірських ріках, вода до турбіни може також доводитися спеціальними напірними трубопроводами.

Конструкція турбін

Конструкція турбін Френсіса

При напорах вище 10 м переважно встановлюють турбіни Френсіса (рис.11). Вони стійкі до кавітації, завдяки чому немає потреби глибокого розміщення ротора. Це полегшує виконання будівельних робіт.

Перед входом до турбіни знаходиться швидкодіюча аварійна засувка. У турбокомплексі, представленому на рис. 11, відсутня можливість управління положенням рухомих лопатей, що зустрічається в більш потужних пристроях. Управління витратою води відбувається за допомогою регулюючої входної засувки. Залежно від величини напору та необхідної обертової швидкості генератора, останній може приводитися в дію безпосередньо чи через редуктор.

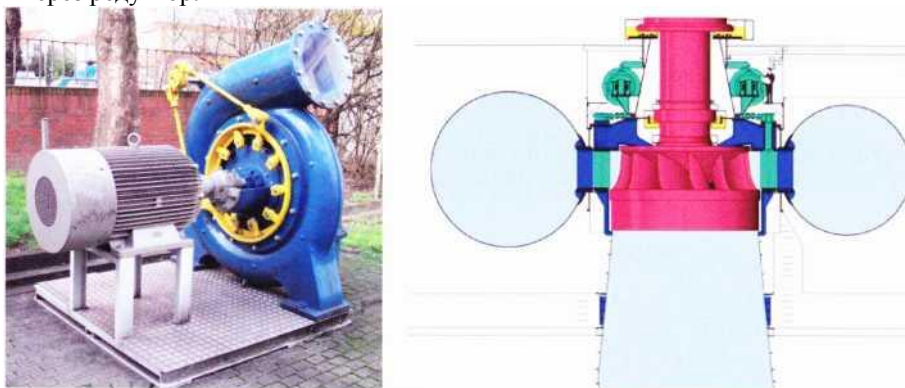


Рис. 11. Вигляд і розріз турбіни Френсіса

У турбіні Френсіса вода з верхнього резервуару тисне всією поверхнею на управляючі лопаті і спочатку прискорює, а потім підтримує частоту обертання турбіни. Проходячи по каналу між лопатями у формі сопел, вода на великій швидкості виходить із ротора та потрапляє до всмоктуючої труби.

Турбіна Френсіса є реактивною турбіною. Це означає, що вода під час проходження через цей пристрій розширюється. Потенціальна енергія води перетворюється на кінетичну енергію обертання ротора. Турбіна знаходиться між резервуаром води з вищим тиском (вищий рівень води) і резервуаром із меншим тиском (нижчий рівень води).

Конструкції турбін Каплана

Завдяки роторам із переставними лопатями, що застосовуються в турбінах Каплана, останніми оснащують майже всі нові електростанції з напорами від мінімального, до кількох десятків метрів (рис. 12). На великих електростанціях області використання турбін Каплана є ще ширшими. У порівнянні з турбінами Френсіса, вони мають наступні переваги: висока надійність роботи, навіть при значних коливаннях напору та пропускної здатності; велика обертова швидкість, що дозволяє застосовувати як одноступеневу передачу, так і безпосередній привід генератора; більша пропускна здатність при такому ж діаметрі. Лише при напорах, вищих 8-10 м (для малих турбін), проявляється недолік у вигляді кавітаційної ерозії, що змушує використовувати більш дорогі конструкції, в яких турбіна, редуктор і генератор залишаються окремими конструктивними елементами.



Рис. 12. Вигляд і розріз турбіни Каплана з синхронним електрогенератором

Турбіна Каплана - це різновид пропелерної турбіни, тобто такої, лопаті якої мають форму, подібну до гребних гвинтів. Її відмінність полягає в можливості зміни нахилу лопатей під час роботи і в результаті - в регулюванні одержуваної потужності та значно вищому ККД. Кількість лопатей ротора - від 3 до 10.

Ця турбіна застосовується при напорах від 1,5 до 80 м - при більших напорах вона проявляє меншу стійкість до кавітації. Максимальна потужність однієї турбіни становить близько 130 МВт.

Турбіни Каплана можуть використовуватись замість турбін Френсіса при модернізації старих гідроелектростанцій. Оскільки вони вимагають довших всмоктувальних труб і більш глибокого їх розміщення, що важко вмістити в старій конструкції будівлі, можна застосовувати сифонну систему. Вона полягає в піднятті турбіни над дном резервуару так, щоб всмоктувальна труба розміщувалась під нею без порушення фундаменту будівлі. Щоб уникнути потрапляння повітря до високо розміщеної турбіни, необхідно повністю заповнити відсік водою. При цьому в верхній частині відсіку тоді утвориться вакуум. Це вимагає відповідної форми каналу, підведеного до резервуару, та підвищення міцності його покриття. Але в більшості випадків такі переробки все одно дешевші за перебудову фундаменту.

Конструкції турбін Пельтона

Турбіни Пельтона застосовуються на малих гідроелектростанціях, але набагато рідше, ніж інші турбіни (рис. 13).

Турбіна Пельтона є вдосконаленням "ківшового колеса", в якому лопаті встановлені під кутом 90° до потоку води.

Турбіни системи Пельтона застосовуються для напорів > 500 м, у виняткових, конструктивно обґрунтованих випадках - замість турбін Френсіса, при $H \approx 100$ м. За умов, коли при коефіцієнті швидкохідності 2-40 для турбін Френсіса необхідно використовувати дуже довгі входні канали, для зменшення втрат обґрунтованим є застосування турбін Пельтона.

У турбіні Пельтона, для збільшення ефективності, замість простих лопатей застосовуються спеціально профільовані лопаті у формі двох з'єднаних чаш (дві півкулі), на яких потік води набагато м'якше змінює напрям. Існують турбіни Пельтона з горизонтальними та вертикальними валами. При горизонтальних валах застосовується максимум два сопла виходу (за більшої їх кількості через стримування потоку попереднім соплом потужність зменшується), а при вертикальних валах - до 6 сопел.

Малі електростанції з турбінами Пельтона зустрічаються в дуже гористих країнах при напорах понад 50 м. У Польщі подібні умови зустрічаються практично тільки на територіях заповідників, де вони могли б працювати для потреб туристичних об'єктів. Нині функціонують 2 такі станції.

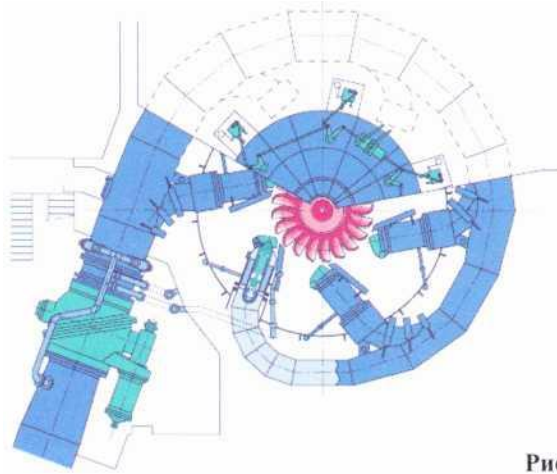


Рис.

Рис. 13. Розріз турбіни Пельтона

4. Акумулятори на основі поновлювальних джерел енергії.

Акумуляування енергії є однією з найважливіших проблем, коли йдеться про експлуатацію енергетичних систем на основі поновлювальних джерел енергії.

Акумуляувати енергію необхідно через енергетичну нестабільність характеристик поновлювальних джерел і споживачів протягом року, у деяких випадках навіть протягом доби.

При застосуванні акумуляторів в енергосистемах на основі поновлювальних джерел енергії виконуються такі основні функції:

- забезпечення безперебійного енергопостачання споживачам за рахунок накопичення надмірної енергії та подальшого її використання в період відсутності або недостачі;
- забезпечення оптимального режиму роботи джерел енергії та споживачів за рахунок згладжування коливань в енергомережі;
- підвищення потенціалу енергії до необхідного при накопиченні низькопотенціальної енергії;
- перетворення енергії одного виду в інший відповідно до потреб споживача.

Як акумулятори енергії поновлювальних джерел можна використати:

- електрохімічні акумулятори;
- теплові акумулятори;
- акумулятори на основі зворотних фазових переходів;
- акумулятори на основі зворотних хімічних реакцій;
- акумулятори, що працюють при переробці палива за рахунок його збагачування;
- акумулятори, що працюють на основі водню.

Використання електрохімічних акумуляторів є доцільним у комплексі із сонячними та вітровими установками різної потужності. Вони необхідні в установках невеликої потужності, оскільки при безпосередній роботі поновлювального джерела для споживача неможливо отримати електроенергію необхідної якості.

Дослідження показали, що найбільш ефективними для систем із вітроустановками та сонячними фотобатареями є лугові нікель-кадмієві акумулятори, які можна використовувати навіть при незначних (5 %) зарядних струмах.

У Німеччині проводяться роботи зі створення герметичних нікель-водневих акумуляторів із водневим електродом на основі гідратів металів. Вони екологічно чистіші й енергоємніші порівняно з нікель-кадмієвими.

5. Теплові акумулятори

Економічна ефективність теплового акумулятора за інших рівних умов визначається масою та об'ємом теплоакumuлюючого матеріалу, необхідного для забезпечення заданих параметрів процесу.

Акумуляування фізичного тепла є найбільш застосовуваним. Досить низька теплоємність акумулятора має компенсуватися використанням великих об'ємів теплоакumuлюючих матеріалів. Як акумулятори використовують теплоізолювані резервуари води.

Акумулятори, які використовують теплові ефекти зворотних фазових переходів, характеризуються більш високою густиною енергії тіла при невеликому об'ємі теплоакumuлюючого матеріалу і мають практично постійну температуру розряду.

Теплоакumuлятори з фазовим переходом поділяються на низькотемпературні (до 120 °C), середньотемпературні (120-400 °C) та високотемпературні (400-1000 °C). Основні їхні параметри наведено в таблиці 1.

Таблиця 1 - Основні параметри теплоаккумуляторів із фазовим переходом

Теплоакуюлюючі матеріали	Діапазон температури плавлення, °С	Об'ємна густина акуюлюваної енергії, МДж/м ³
Гідрати солей та їхні суміші	30-50	200-400
Органічні сполуки	30-60	150-200
Солі	140-1000	300-1900
Метали та їхні сплави	270-1000	540-3000
Луги	300-500	1280

В теплоакуюлюаторах є конструктивна сумісність акуюлюатора та його оболонки.

Акуюлюатори, що працюють із використанням ефекту зворотних хімічних реакцій, характеризуються ще вищою густиною енергії, порівняно з вищерозглянутими акуюлюаторами, однак вони мають більш високу ціну за рахунок використання відносно дорогих хімічних сполук, а також виділяють гази в процесі хімічних реакцій.

6. Акуюлювання енергії на основі водню.

Акуюлювання енергії на основі водню (рисунок 1) має великі перспективи. З енергетичної точки зору, водень - це альтернатива нафті та природному газу, при цьому:

- запаси водню в складі води практично невичерпні;
- теплота згорання водню в кілька разів вища, ніж у природних газів;
- водень як паливо може бути використаний для отримання теплової та електричної енергії, а також у двигунах різного виду;
- водень-екологічно чисте паливо.

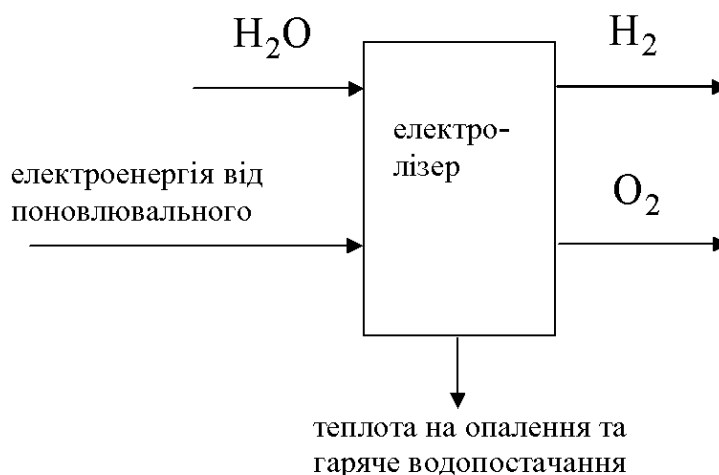


Рисунок 1 - Акуюлюція енергії ПДЕ на основі водню

Система акуюлювання на основі водню забезпечує:

- стабільне енергопостачання споживачів;
- розв'язання проблем зберігання водню і його використання з метою отримання теплової та електричної енергії;
- отримання палива з оптимальними характеристиками.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ:

1. Закон України «Про ринок електричної енергії» від 13.04.2017 № 2019-VIII (чинна редакція). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>
2. Закон України «Про альтернативні джерела енергії» від 20.02.2003 № 555-IV. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15>
3. Розпорядження КМУ від 21.04.2023 № 373-р «Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2050 року». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/373-2023-%D1%80>
4. Закон України від 10.02.2026 № (проект 13219) «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо удосконалення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії».
5. European Business Association. Ukraine passes draft law improving its green auction mechanism (07.10.2025). URL: <https://eba.com.ua/en/ukraine-passes-draft-law-improving-its-green-auction-mechanism/>
6. Forbes.ua. Рада ухвалила законопроект про нові правила для «зеленої» енергетики (10.02.2026). URL: <https://forbes.ua/news/rada-ukhvalila-zakonoproekt-pro-novi-pravila-dlya-zelenoi-energetiki-shcho-zmitsya-10022026-36222>
7. Відновлювані джерела енергії: монографія / За заг. ред. С.О. Кудрі. Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2024.
8. Офіційний сайт ДП «Гарантований покупець». URL: <https://www.gpee.com.ua/>
9. Сайт НКРЕКП. URL: <https://www.nerc.gov.ua/>
10. Energy Community. Ukraine launches solar PV and wind power auctions (31.01.2025).
11. Закон України «Про енергетичну ефективність» від 21.10.2021 № 1818-IX (чинна редакція станом на 2026 рік). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1818-20>
12. Постанова Кабінету Міністрів України від 23.12.2021 № 1460 «Про впровадження систем енергетичного менеджменту» (зі змінами). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1460-2021-%D0%BF>
13. ДСТУ ISO 50001:2020 «Системи енергетичного менеджменту. Вимоги та настанови щодо застосування». URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=93568
14. ДСТУ ISO 50002:2020 «Енергетичний аудит. Вимоги та настанови щодо проведення». URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=93569
15. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 29.12.2021 № 1803-р «Про схвалення Національного плану дій з енергоефективності на період до 2030 року». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1803-2021-%D1%80>
16. Енергетична стратегія України на період до 2050 року (схвалена розпорядженням КМУ від 21.04.2023 № 373-р). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/373-2023-%D1%80>
17. Звіт Bioenergy Association of Ukraine (UABIO) «Біогаз та біометан в Україні: стан та перспективи розвитку 2025–2026». URL: https://uabio.org/wp-content/uploads/2025/12/UABIO_Biogas_Biomethan_2025-2026.pdf
18. Офіційний сайт Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України. URL: <https://saee.gov.ua/>

Барсукова Ганна Володимирівна
Тесленко Олена Володимирівна

**ЕНЕРГЕТИЧНІ ТА ЕКОЛОГІЧНІ ОСНОВИ В
ЗАБЕЗПЕЧЕННІ ТА ВИКОРИСТАННІ
ПОНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ**
Конспект лекцій

Суми, РВВ, Сумський національний аграрний університет, вул. Г.
Контдратьєва, 160

Підписано до друку: ____ 2026 р. Формат: А5 Гарнітура: Times New Roman.
Тираж: _____ примірників Замовлення Ум. друк. Арк. 4
